



भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 68]
No. 68]

नई दिल्ली, सोमवार, मार्च 29, 2004/चैत्र 9, 1926
NEW DELHI, MONDAY, MARCH 29, 2004/CHAITRA 9, 1926

केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

नई दिल्ली, 26 मार्च, 2004

सं० एल-7/25(5)/2003-सीईआरसी.—केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 178 के अधीन प्रदत्त शक्तियों का और इस निमित्त सामर्थ्यकारी सभी अन्य शक्तियों का प्रयोग करते हुए, और पूर्व प्रकाशन के पश्चात्, निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात् :—

अध्याय 1

प्रारंभिक

1. संक्षिप्त नाम और प्रारंभ : (1) इस विनियमों का संक्षिप्त नाम केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तों) विनियम, 2004 है ।

(2) ये विनियम 1-4-2004 से प्रवृत्त होंगे और जब तक इनका आयोग द्वारा पहले पुनर्विलोकन नहीं किया जाता या विस्तारित नहीं किए जाते, ये 5 वर्ष की अवधि के लिए प्रवृत्त होंगे :

परन्तु यह कि जहां कोई परियोजना, जिसमें उसका भाग भी सम्मिलित है, इन विनियमों के प्रारंभ की तारीख से पूर्व आरंभ की जाती है और जिसका टैरिफ उस तारीख तक आयोग द्वारा अंतिम रूप से अवधारित नहीं किया गया है वहां यथास्थिति, ऐसी परियोजना या उसके भाग के संबंध में, टैरिफ 31-3-2004 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तों) विनियम, 2001 के अनुसार अवधारित किया जाएगा ।

(1)

(3) इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों और पदों के, जो इन विनियमों में परिभाषित नहीं हैं किन्तु अधिनियम में परिभाषित हैं, वही अर्थ होंगे जो अधिनियम में हैं।

2. लागू होने की परिधि और विस्तार : (1) जहां टैरिफ केन्द्रीय सरकार द्वारा जारी किए गए मार्गदर्शक सिद्धान्तों के अनुसार बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से अवधारित किए जाते हैं वहां आयोग अधिनियम के उपबंधों के अनुसार ऐसा टैरिफ अंगीकार करेगा।

• (2) ये विनियम उन सभी अन्य मामलों में लागू होंगे जहां पूंजा लागत पर अवधारित टैरिफ आयोग द्वारा अवधारित किया जाना है :

परन्तु यह कि आयोग द्वारा ऐसे उत्पादन केन्द्रों जिनका टैरिफ केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तें) विनियम, 2001 के अनुसार अवधारित नहीं किया गया है, के टैरिफ जिसे केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तें) विनियम, 2001 के अनुसार अवधारित नहीं किया गया है, के लिए इन विनियमों में अंतर्विष्ट प्रचालन के जिसमें लक्ष्य उपलब्धता और संयंत्र प्रभार फेक्टर भी सम्मिलित है, शिथिल संनियम विहित कर सकेगा और शिथिल संनियम ऐसे उत्पादन केन्द्र के लिए टैरिफ के लिए अवधारण में लागू होंगे।

3. प्रचालन के संनियमों का अधिकतम संनियम होना : शंकाओं को दूर करने के लिए, यह स्पष्ट किया जाता है कि इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट प्रचालन के संनियम अधिकतम संनियम हैं और प्रचालन के सुव्यवस्थित संनियमों पर सहमति होने से यह, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और फायदाग्राहियों को नहीं रोकेगा और यदि सुव्यवस्थित संनियमों पर सहमति हो जाती है तो ऐसे सुव्यवस्थित संनियम टैरिफ के अवधारण के लिए लागू होंगे।

4. टैरिफ अवधारण : (1) इन विनियमों के अधीन उत्पादन स्टेशन के संबंध में, टैरिफ, प्रक्रम वार यूनिट-वार या संपूर्ण उत्पादन केन्द्र के लिए अवधारित किया जाएगा और पारेषण प्रणाली के लिए टैरिफ, यथास्थिति, लाइन-वार, उप-केन्द्रवार और प्रणाली-वार अवधारित किया जाएगा और वह प्रादेशिक टैरिफ का योग होगा।

(2) टैरिफ के प्रयोजन के लिए, परियोजना की पूंजी लागत प्रक्रमों में और परियोजना के सुभिन्न यूनिट प्ररूपिक भाग द्वारा रोकी जाएगी। जहां यूनिट-वार, लाइन-वार या उप-केन्द्र-वार परियोजना की पूंजी लागत का ब्रेकअप उपलब्ध नहीं है वहां चालू परियोजनाओं की दशा में समान्य प्रसुविधा-यूनिटों और लाइनों या उपक्रेन्द्रों की संस्थापित क्षमता के आधार पर प्रभाजित की जाएगी। सिंचाई, बाढ़ नियंत्रण और ऊर्जा संघटक के साथ बहु-प्रयोज्यीय हाइड्रो इलेक्ट्रिक परियोजनाओं के संबंध में, परियोजना के ऊर्जा संघटक को प्रभार्य पूंजी लागत पर केवल टैरिफ परियोजना के लिए ही विचार किया जाएगा।

स्पष्टीकरण—इस अध्याय के प्रयोजन के लिए, “परियोजना” में उत्पादन केन्द्र और पारेषण प्रणाली सम्मिलित है।

5. टैरिफ के अवधारण के लिए आवेदन : (1) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उत्पादन केन्द्र की पूरी इकाइयों या पारेषण प्रणाली की लाइनों या उपक्रेन्द्रों के संबंध में, टैरिफ नियत करने के लिए आवेदन कर सकेगा।

(2) विद्यमान उत्पादन केन्द्र या विद्यमान पारेषण प्रणाली की दशा में, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी इन विनियमों के साथ संलग्न परिशिष्ट 1 के अनुसार टैरिफ के अवधारण के लिए आवेदन करेगा।

(3) 1-4-2004 को या उसके पश्चात् वाणिज्यक प्रचालन के अधीन घोषित उत्पादन केन्द्र या पारेषण प्रणाली की दशा में, टैरिफ का अवधारण करने के लिए आवेदन दो प्रक्रमों में किया जाएगा, अर्थात् :—

(i) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, आवेदन करने की तारीख तक वास्तविक रूप से उपगत पूंजी व्यय पर आधारित परियोजना के अग्रिम में पूरा होने की प्रत्याशित तारीख या ऐसे आवेदन, जो सम्यक् रूप से कानूनी संपरीक्षकों द्वारा संपरीक्षित और प्रमाणित हो, करने की पूर्व तारीख को अंतिम टैरिफ के अवधारण के लिए, इन विनियमों के परिशिष्ट 1 के अनुसार आवेदन कर सकेगा और अंतिम

टैरिफ उत्पादन केन्द्र की अपनी-अपनी इकाइयों या पारेषण प्रणाली की लाइन या उप-केन्द्र के प्रचालन की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रभारित किया जाएगा ;

(ii) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, उत्पादन केन्द्र या पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वास्तविक रूप से उपगत पूंजी व्यय पर आधारित अंतिम टैरिफ के अवधारण के लिए इन विनियमों के परिशिष्ट-1 के अनुसार एक नया आवेदन करेगा जो कानूनी संपरीक्षणों द्वारा सम्यक् रूप से संपरीक्षित और प्रमाणित हो ।

6. कोर कारबार : इन विनियमों के प्रयोजन के लिए, “कोर कारबार” से विद्युत के उत्पादन या पारेषण के विनियमित क्रियाकलाप अभिप्रेत हैं और इसमें उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के परामर्श, दूरसंचार आदि जैसे कोई अन्य कारबार या क्रियाकलाप सम्मिलित नहीं है ।

7. आय पर कर : (1) यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के उनके कोर कारबार से हुई आय पर कर को खर्च के रूप में संगणित किया जाएगा और उसे फायदाग्राहियों से बसूल किया जाएगा ।

(2) आय पर कर की किसी भी प्रकार की कम बसूली या अधिक बसूली को कानूनी संपरीक्षकों द्वारा यथाप्रमाणित आय-कर अधिनियम, 1961 के अधीन आय-कर निर्धारण के आधार पर प्रत्येक वर्ष समायोजित किया जाएगा :

परन्तु यह कि कोर कारबार से भिन्न किसी भी आय स्ट्रीम पर कर को टैरिफ में संघटक के माध्यम से नियत नहीं किया जाएगा और ऐसी अन्य आय पर कर, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा संदेय होगा :

परन्तु यह और कि अग्रिम में वर्ष के लिए यथा प्राक्कलित उत्पादन कंपनी की दशा में, कर से पूर्व उत्पादन केन्द्र-वार लाभ और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की दशा में, करने से पूर्व क्षेत्र-वार लाभ सभी उत्पादन केन्द्रों और क्षेत्रों के लिए निगमित कर दायित्व के वितरण के लिए नियत किया जाएगा :

परन्तु यह और कि आय-कर अधिनियम, 1961 के उपबंधों के अनुसार यथा लागू कर-अवकाश के फायदे फायदाग्राहियों को दिए जाएंगे :

परन्तु यह और कि किसी अन्य साम्यापूर्ण आधार के अभाव में, अग्रणीत हानियों, अनामेलित अवक्षयण के लिए ऋण इस विनियम के दूसरे परन्तुक में यथा उपबंधित अनुपात में दिया जाएगा :

परन्तु यह और कि ताप उत्पादन केन्द्र को आबंटित आय-कर उसी अनुपात में वार्षिक नियत प्रभारों के रूप में फायदाग्राहियों को प्रभारित किया जाएगा, हाइड्रो उत्पादन केन्द्र को आबंटित आय-कर को वार्षिक क्षमता प्रभारों के रूप में उसी अनुपात में फायदाग्राहियों को प्रभारित किया जाएगा तथा अन्तर-राज्यिक पारेषण की दशा में आय-कर का विभाजन वार्षिक पारेषण प्रभारों के आधार पर प्रभारित किया जाएगा ।

8. कर-करार तंत्र : (1) फायदाग्राही किसी अनुसूचित बैंक में खाता खोलकर कर-करार तंत्र के ब्याज को बनाए रखेंगे जिसके लिए ब्याज की संपूर्ण रकम उस लेखा में जमा की जाएगी ।

(2) कर दायित्व का आंकलन प्रत्येक वर्ष के प्रारंभ में दो मास पूर्व किया जाएगा और उसकी सूचना फायदाग्राहियों को दी जाएगी । उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी फायदाग्राहियों से बसूलनीय करों के मद्दे अपने दायित्व में कमी करने का प्रयास करेंगे ।

(3) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अपने कानूनी संपरीक्षकों से कि ऐसी रकम तत्काल देय है तथा कर प्राधिकारी को संदेय है, ऐसे प्रमाणपत्र, को इस्क्रो धारक को प्रस्तुत करने पर आय-कर दायित्व के परिनिर्धारण करने के लिए रकम निकालने के लिए प्राधिकृत होंगे ।

(4) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी कर प्राधिकारी से प्राप्त किसी भी प्रतिदाय को कर-करार खाते में संदत्त करेगा ।

(5) प्रतिदाय, यदि कोई हो, फायदाग्राहियों को पुनः संदत्त नहीं किया जाएगा और कर करार खाते में समायोजित किया जाएगा किसी भी शोध या वापसी योग्य अतिशेष को आगामी वर्ष में पुनः समायोजित किया जाएगा ।

(6) कर-करार लेखाओं को फायदाग्राहियों की लेखा बहियों में उनके बैंक खाते के अनुसार दर्शित किया जाएगा ।

9. अतिरिक्त रुपया दायित्व : सुसंगत वर्ष में, यथास्थिति, मानकीय विदेशी ऋण या वास्तविक विदेशी ऋण, जो भी कम हो, तत्स्थानी ब्याज संदाय और ऋण प्रतिसंदाय के लिए अतिरिक्त रुपया दायित्व अनुज्ञेय होगा । परन्तु यह विदेशी मुद्रा दर में अंतर से प्रत्यक्षतः उद्भूत हो और उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या इनके प्रदायकर्ताओं या संविदाकारों के कारण हुआ माना नहीं जा सकता है । प्रत्येक उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उस अवधि, में आय या खर्च जिसमें वे उद्भूत होते हैं, के रूप में वर्षानुवर्ष आधार पर विदेशी मुद्रा विनिमय दर अंतर को बसूल करेगा और वर्षानुवर्ष आधार पर उन्हें समायोजित करेगा ।

10. आय-कर और विदेशी मुद्रा दर अंतर की वूसली : आय-कर और विदेशी मुद्रा दर अंतर की बसूली आयोग को कोई आवेदन किए बिना, फायदाग्राहियों से, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रत्यक्षतः की जाएगी :

परन्तु यह कि आय-कर या विदेशी मुद्रा अंतर के कारण दावाकृत रकम के लिए फायदाग्राहियों द्वारा किसी भी प्रकार की आपत्ति की दशा में, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी आयोग के समक्ष उसके विनिश्चय के लिए समुचित आवेदन फाइल कर सकेंगे ।

11. संनियमों से विचलन : (1) उत्पादन कंपनी द्वारा विद्युत के विक्रय के लिए टैरिफ इन विनियमों में विनिर्दिष्ट संनियमों के विचलन में भी के इस शर्त के अध्वधीन अवधारित किया जा सकेगा कि :

(क) विचलन में संनियमों के आधार पर संगणित पूर्ण आस्ति पर विद्युत का संपूर्ण प्रति यूनिट टैरिफ इन विनियमों में विनिर्दिष्ट संनियमों के आधार पर संगणित प्रति यूनिट टैरिफ से अधिक नहीं है ;

(ख) बोर्ड ऐसा विचलन आयोग द्वारा अनुमोदन के पश्चात् ही प्रभावी होगा ।

(2) विद्यमान उत्पादन केन्द्रों, नवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लि. के जिसका टैरिफ प्रारंभिक रूप से नवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लिमिटेड और फायदाग्राहियों के बीच पारस्परिक करार पर आधारित आगामी शुद्ध नियत आस्तियां अभिगम द्वारा अवधारित किया गया था, का टैरिफ शुद्ध नियत आस्तियां अभिगम को स्वीकर करते निरन्तर अवधारित किया जाएगा ।

12. कठिनाईयों को दूर करने की शक्ति : यदि इस विनियमों को प्रभावी करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है तो आयोग स्वप्रेरणा या अन्यथा से आदेश द्वारा और ऐसे आदेश द्वारा प्रभावित होने वालों को युक्तियुक्त अबसर देने के पश्चात् ऐसे उपबंध बना सकेगा जो इन विनियमों से असंगत न हो, और कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हों ।

13. शिथिल करने की शक्ति : आयोग लिखित में अभिलिखित किए जो वाले कारणों के लिए स्वप्रेरणा से या हितबद्ध व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष किए गए आवेदन के आधार पर इन विनियमों के किसी भी उपबंध को शिथिल कर सकेगा ।

अध्याय 2

ताप ऊर्जा उत्पादन केन्द्र

14. परिभाषाएं : इस अध्याय के प्रयोजन के लिए, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो,—

(i) “अधिनियम” से विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) अभिप्रेत है ;

(ii) “अतिरिक्त पूंजीकरण” से उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् वास्तविक रूप से उपगत और विनियम 18 के उपबंधों के अधीन रहते हुए आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच करने के पश्चात् स्वीकार किया गया पूंजी व्यय अभिप्रेत है ;

(iii) “प्राधिकरण” से अधिनियम की धारा 70 में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण अभिप्रेत है ;

(iv) अवधि के संबंध में, “सहायक ऊर्जा उपभोग” या “ए यू एक्स” से उत्पादन केन्द्र के सहायक उपस्कर द्वारा उपयोग की ऊर्जा और उत्पादन केन्द्र के भीतर ट्रांसफार्मर हानियों की मात्रा अभिप्रेत है और इसे उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पादित कुल ऊर्जा की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा ;

(v) किसी अवधि के लिए ताप उत्पादन केन्द्र के संबंध में, “उपलब्धता” से उत्पादन केन्द्र की संस्थापित क्षमता की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त उस अवधि के दौरान सभी दिनों के लिए दैनिक औसत घोषित क्षमता और मेगावाट में मानकीय सहायक उपभोग अभिप्रेत है और इसे निम्नलिखित सूत्र के अनुसार संगणित किया जाएगा :

$$\text{उपलब्धता} = 10000 \times \frac{\sum \text{डीसीआई}_{\text{आई}} \{ \text{एन} \times \text{आईसी} \times (100 - \text{एयूएक्स}_{\text{एन}}) \}}{\text{आई} = 1} \%$$

जहां,—

आईसी = उत्पादन केन्द्र की संस्थापित क्षमता मेगावाट में,

डीसीआई = अवधि की दिन के लिए औसत घोषित क्षमता मेगावाट में

एन = अवधि के दौरान दिनों की संख्या, और

$\text{एयूएक्स}_{\text{एन}} = \text{कुल उत्पादन की प्रतिशतता के रूप में मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग ;}$

(vi) उत्पादन केन्द्र के संबंध में, “फायदाग्राही” से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जो वार्षिक नियत प्रभारों के संदाय पर ऐसे किसी उत्पादन केन्द्र से उत्पादित विद्युत क्रय करता है ;

(vii) संयुक्त आवर्तन ताप उत्पादन केन्द्र के संबंध में “ब्लाक” के अंतर्गत दहन टर्बाइन जनरेटर (जनरेटर्स), सहबद्ध अपशिष्ट तापन रिकवरी बायलर (बायलर्स), संबद्ध स्कीम टर्बाइन जनरेटर और सहायक उपकरण सम्मिलित है ;

(viii) “आयोग” से अधिनियम की धारा 76 में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है ;

(ix) “अंतिम तारीख” से उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के एक वर्ष के पश्चात् समाप्त होने वाले प्रथम वित्तीय वर्ष की तारीख अभिप्रेत है ;

(x) यूनिट के संबंध में, “वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख” या “सी ओ डी” से सफलतापूर्वक परीक्षण पर चलाकर अधिकतम निरन्तर रेटिंग (एमसीआर) या संस्थापित क्षमता (आईसी) को प्रदर्शित करने के पश्चात् उत्पादक द्वारा घोषित तारीख अभिप्रेत है तथा उत्पादन केन्द्र के संबंध में, वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से उत्पादन केन्द्र की अंतिम यूनिट या ब्लाक के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख अभिप्रेत है ;

(xi) “घोषित क्षमता” या डी सी” से ईंधन की उपलब्धता पर सम्यक् रूप से विचार करते हुए, किसी दिन या संपूर्ण दिन की किसी अवधि के संबंध में, उत्पादन केन्द्र द्वारा घोषित मेगावाट में एक्स-बस विद्युत परिदान करने के लिए उत्पादन केन्द्र की क्षमता अभिप्रेत है ;

टिप्पण

गैस टर्बाइन उत्पादन केन्द्र या संयुक्त आवर्तन उत्पादन केन्द्र की दशा में, उत्पादन केन्द्र यूनिटों की क्षमता और गैस ईंधन संबंधी मापांकों तथा तरल ईंधन की पृथक् रूप से घोषित क्षमता और उत्पादन केन्द्रों के लिए निर्धारित उत्पादन कंपनी अपने घोषित क्षमता और गैस ईंधन के लिए निर्धारित उत्पादन और उपलब्धता की संगणना करने के प्रयोजन के लिए द्रव ईंधन तथा संयंत्र भार कारक का योग होगा ;

(xii) “विद्यमान उत्पादन केन्द्र” से 1-4-2004 के पूर्व की तारीख से वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत है ;

(xiii) ताप ऊर्जा उत्पादन केन्द्र के संबंध में, “सकल उष्णीयमान” या “जीसीवी” से, यथास्थिति, एक किलो ठोस ईंधन या एक लीटर द्रव ईंधन या एक घन मीटर गैसीय ईंधन के पूर्ण दहन द्वारा किलो कैलीरी (kCal) में उत्पादित ऊर्जा अभिप्रेत है ;

(xiv) “कुल केन्द्र ताप दर” या “जी एच आर” से उत्पादन टर्मिनलों पर एक किलोवाट घन्टा विद्युत ऊर्जा उत्पादित करने के लिए अपेक्षित के.सी.ए.एल में ताप ऊर्जा अभिप्रेत है ;

(xv) “ईन्फर्म ऊर्जा” से उत्पादन केन्द्र के इकाई के वाणिज्यिक प्रचालन के पूर्व उत्पादित विद्युत अभिप्रेत है ;

(xvi) “संस्थापित क्षमता” या “आई सी” से उत्पादन केन्द्र में यूनितों की दर्ज क्षमता या यथालागू अप-रेटिंग, डी-रेटिंग पर विचार करते हुए, समय-समय पर, आयोग के परामर्श से यथा अवधारित उत्पादन केन्द्र (जनरेटर टर्मिनलों पर माने जाने वाले) की क्षमता का संकलन अभिप्रेत है ;

(xvii) ताप ऊर्जा उत्पादन केन्द्र की इकाई के संबंध में, “अधिकतम सतत् रेटिंग” या “एम सी आर” से निर्धारित पैरामीटरों पर विनिर्माताओं द्वारा गारंटीकृत उत्पादन टर्मिनलों पर अधिकतम सतत् उत्पादन और संयुक्त चक्रीय ताप ऊर्जा उत्पादन केन्द्र की इकाई या ब्लाक के संबंध में, जल/स्टीम इन्जेक्शन (यदि लागू हो) सहित विनिर्माता द्वारा गारंटीकृत तथा 50 एच जेड ग्रिड फ्रिक्वेंसी और विनिर्दिष्ट स्थल स्थिति पर परिशोधित उत्पादन टर्मिनलों पर अधिकतम सतत् उत्पादन अभिप्रेत है ;

(xviii) “प्रचालन और रखरखाव व्यय” या “ओ एंड एम व्यय” से उत्पादन केन्द्र, जिसमें उसके पुर्जे भी सम्मिलित हैं, के प्रचालन और रखरखाव में उपगत व्यय अभिप्रेत है और इसमें जन शक्ति, मरम्मत, फालतू उपभोज्य वस्तुएं, बीमा और अन्य खर्च सम्मिलित है ;

(xix) “मूल परियोजना लागत” से टैरिफ के अवधारण के लिए आयोग द्वारा यथास्वीकृत अंतिम इकाई के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के एक वर्ष पश्चात्

बन्द होने वाले पहले वित्तीय वर्ष तक परियोजना के मूल विस्तार के अनुसार उत्पादन कंपनी द्वारा उपगत वास्तविक व्यय अभिप्रेत है ।

(xx) दी गई अवधि में, “संयंत्र भार कारक” या “ पीएलएफ” से उस अवधि में संस्थापित क्षमता की तत्स्थानी भेजी गई ऊर्जा की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त अवधि के दौरान अनुसूचित उत्पादन के लिए भेजी गई तत्स्थानी ऊर्जा अभिप्रेत है और इसे निम्नलिखित सूत्र के अनुसार संगणित किया जाएगा :

$$\text{पी एल एफ} = 10000 \times \sum_{\text{आई}} \frac{\text{एन} \times \text{आईसी}}{\text{आई}} \times (100 - \text{एयूएक्सएन}) \%$$

$$\text{आई} = 1$$

जहां,—

आई सी = उत्पादन केन्द्र की संस्थापित क्षमता मेगावाट में,

एस जी_{आई} = अवधि के सब समय के लिए मेगावाट में अनुसूचित उत्पादन मेगावाट में

एन = अवधि के दौरान समय ब्लाकों की संख्या,

ए यू ए क्सएन = कुल उत्पादन प्रतिशतता के रूप में मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग ;

(xxi) “परियोजना” में उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत है ;

(xxii) किसी समय पर या किसी अवधि या समय ब्लाक के लिए, “अनुसूचित उत्पादन” या “एस जी” से प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दिए गए मेगावाट एक्स-बस में उत्पादन की समय-सारणी अभिप्रेत है :

टिप्पण

किसी समय ब्लाक के लिए गैस टर्बाइन उत्पादन केन्द्र या संयुक्त आवर्तन उत्पादन केन्द्र हेतु, यदि औसत फ्रिक्वेंसी 49.52 एच जेड से कम है किन्तु 49.02 सच जेड से कम नहीं है तथा अनुसूचित उत्पादन को घोषित क्षमता के 98.5% से अधिक है तो अनुसूचित उत्पादन को घोषित क्षमता के लिए 98.5% से कम किया गया समझा जाएगा तथा यदि समय ब्लाक की औसत फ्रिक्वेंसी 49.02 एच जेड से

कम है और अनुसूचित उत्पादन घोषित क्षमता के 98.5% से अधिक है, तो अनुसूचित उत्पादन घोषित क्षमता का 96.5% से कम किया गया समझा जाएगा ;

(xxiii) “लघु गैस टर्बाइन ऊर्जा उत्पादन केन्द्र” से 50 मेगावाट या उससे कम की क्षमता रेंज में गैस टर्बाइनों के साथ गैस टर्बाइन/संयुक्त आवर्तन उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत और सम्मिलित हैं ;

(xxiv) तापीय ऊर्जा उत्पादन केन्द्र के संबंध में, “यूनिट” से स्टीम जनरेटर, टर्बाइन जनरेटर या सहायक उपकरण अभिप्रेत हैं या संयुक्त आवर्तन ताप ऊर्जा उत्पादन केन्द्र से टर्बाइन जनरेटर और सहायक उपकरण अभिप्रेत हैं ;

(xxv) “वर्ष” से वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है ।

15. टैरिफ के संघटक : (1) तापीय ऊर्जा उत्पादन केन्द्र से विद्युत के क्रय के लिए टैरिफ में दो भाग समाविष्ट होंगे, अर्थात् वार्षिक क्षमता (नियत) प्रभार और ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभारों की बसूली ।

(2) वार्षिक क्षमता (नियत) प्रभारों में निम्नलिखित सम्मिलित होगा :—

(क) ऋण पूंजी पर ब्याज ;

(ख) अवक्षयण, जिसमें अवक्षयण के प्रति अग्रिम भी है ;

(ग) ईक्विटी पर वापसी ;

(घ) प्रचालन और रखरखाव व्यय ; और

(ङ) काम-काज पूंजी पर ब्याज ;

(3) ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभारों में ईंधन लागत सम्मिलित होगी ।

16. प्रचालन के संनियम : प्रचालन के संनियम जो नीचे दिए गए हैं, निम्नलिखित को लागू होंगे—

(i) पूर्ण क्षमता (नियत) प्रभारों की बसूली के लिए लक्ष्य उपलब्धता—

(क) नीचे खंड (ख) और (ग) के अधीन आने वाले स्टेशनों

के सिवाय सभी ताप ऊर्जा उत्पादन केन्द्र --80%

(ख) नवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लि. के ताप ऊर्जा --75%
उत्पादन केन्द्र (टी पी एस-I, टी पी एस-II, प्रक्रम 1 और 2 और
टी पी एस-I विस्तारण और एन टी पी सी के तलचर ताप ऊर्जा
केन्द्र

(ग) एन टी पी सी के टंडा ताप ऊर्जा केन्द्र 60 %

टिप्पण

लक्ष्य उपलब्धता के स्तर से नीचे की क्षमता (नियत) प्रभारों की बसूली
आनुपातिक आधार पर की जाएगी । शून्य उपलब्धता पर, कोई भी क्षमता प्रभार
संदेय नहीं होगा ।

(ii) प्रोत्साहन के लिए लक्ष्य संयंत्र भार कारक—

(क) नीचे खंड (ख) और (ग) के अधीन आने वाले केन्द्रों
के सिवाय सभी ताप उत्पादन केन्द्र --80%

(ख) नवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लि. के ताप ऊर्जा
उत्पादन केन्द्र (टी पी एस-I, टी पी एस-II, प्रक्रम 1 और 2 तथा --75%
एन टी पी सी के तलचर ताप ऊर्जा केन्द्र)

(ग) एन टी पी सी के टंडा ताप ऊर्जा केन्द्र --60 %

(iii) सकल केन्द्र ताप दर—

(क) नीचे खंड (ख), (ग) और (घ) में दिए गए केन्द्रों के सिवाय कोयला
आधारित ताप ऊर्जा उत्पादन केन्द्र

200/21/250 मेगावाट सैट	500 मेगावाट और
	उससे ऊपर के सैट
स्थिरीकरण अवधि के 2600	कि.कैलोरी/ 2450 कि. कैलोरी/
दौरान	किलोवाट प्रति घंटा किलोवाट प्रति घंटा

पश्चात्वर्ती अवधि	2500 कि. कैलोरी/	2450 कि. कैलोरी/
	किलोवाट प्रति घंटा	किलोवाट प्रति घंटा

टिप्पण 1 :

500 मेगावाट और उससे ऊपर के यूनिटों के संबंध में, जहां बायलर फीड पम्प विद्युत से प्रचालित किए जाते हैं वहां कुल उत्पादन ताप दर उपरोक्त उपदर्शित उत्पादन ताप दर से 40 कि.कैलोरी/किलोवाट प्रतिघंटा कम होगी ।

टिप्पण 2 :

ऐसे उत्पादन केन्द्रों के लिए, जिनके पास 200/210/250 मेगावाट सैट और 500 मेगावाट और उससे ऊपर के सैट का संयोजन है, मानकीय सकल उत्पादन केन्द्र ताप दर, भारित औसत उत्पादन केन्द्र ताप दर होगी ।

(ख) तलचर ताप ऊर्जा केन्द्र 3100 के सी ए एल /किलोवाट प्रति घंटा

(ग) तंडा ताप ऊर्जा केन्द्र 3000 के सी ए एल /किलोवाट प्रति घंटा

(घ) लिग्नाइट से चलने वाले तापीय ऊर्जा उत्पादन केन्द्र

(1) कोयला आधारित ताप ऊर्जा उत्पादन केन्द्रों के लिए ऊपर खंड (iii) (क) के अधीन विनिर्दिष्ट सकल उत्पादन केन्द्र ताप की दरें नवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लिमिटेड के टी पी एस-I और टीपी एस-II (प्रक्रम 1 और 2) के सिवाय नीचे दिए गए गुणककारकों का उपयोग करते हुए, संशोधित की जाएगी :--

(i) 50% आर्द्रता वाली लिग्नाइट के लिए :1.10 का गुणनकारक ;

(ii) 40% आर्द्रता वाली लिग्नाइट के लिए : 1.07 गुणनकारक;

(iii) 30% आर्द्रता वाली लिग्नाइट के लिए : 1.04 गुणनकारक;

(iv) आर्द्रता अंतर्वस्तु के अन्य मूल्यों के लिए, गुणककारक उपरोक्त उप खंड (i) से खंड (iii) में दी गई अपनी अपनी रेंज के लिए गुणककारक के रेटेड मूल्यों पर निर्भर रहते हुए, 30-40 और 40-

50 की बीच की आर्द्रता अंतर्वस्तु हेतु अनुपात में निर्धारित की जाएगी ।

(2) नवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लिमिटेड के टी पी एस-I और टीपी एस-

II :

टी पी एस - I 3900 के सी ए एल /किलोवाट प्रति घंटा

टी पी एस - II 2850 के सी ए एल /किलोवाट प्रति घंटा

(ड) गैस टर्बाइन/संयुक्त आवर्तन ताप ऊर्जा उत्पादन केन्द्र—

(i) नेशनल थर्मल पावर कारपोरेशन लिमिटेड के स्वामित्वाधीन विद्यमान उत्पादन केन्द्र

उत्पादन केन्द्र का नाम	संयुक्त आवर्तन (साइकिल) (के.सीएएल/किलोवाट प्रति घंटा)	खुला आवर्तन (केसीएएल/किलोवाट प्रति घंटा)
गंधार जीपीएस	2000	2900
कवास जीपीएस	2075	3010
अन्ता जीपीएस	2075	3010
दादरी जीपीएस	2075	3010
औरैया जीपीएस	2100	3045
फरीदाबाद जीपीएस	2000	2900
कयामकुलम जीपीएस	2000	2900

(ii) 1-4-2004 को या उसके पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित उत्पादन केन्द्र

उन्नत श्रेणी मशीन

ई/ ईए/ ईसी/ ई2 श्रेणी मशीन

खुला आवर्तन — 2685 केसीएएल/के डब्ल्यू एच 2830 केसीएएल/के डब्ल्यू एच

संयुक्त आवर्तन -- 1850 केसीएएल/केडब्ल्यू एच 1950 केसीएएल/के डब्ल्यू एच

(iii) लघु गैस टर्बाइन ऊर्जा उत्पादन केन्द्र

(क) असम गैस आधारित ऊर्जा केन्द्र, कैथलगुड़ी

खुला आवर्तन -- 3225 केसीएएल/के डब्ल्यू एच

संयुक्त आवर्तन -- 2250 केसीएएल/के डब्ल्यू एच

(ख) अगरतला गैस आधारित ऊर्जा केन्द्र, रामचन्द्र नगर

खुला आवर्तन -- 3580 केसीएएल/के डब्ल्यू एच

(ग) उपरोक्त (क) और (ख) को छोड़कर

	प्राकृतिक गैस सहित	द्रव ईंधन सहित
खुला आवर्तन	—3125 केसीएएल/ डब्ल्यू एच	के 1.02x3125 केसीएएल/के डब्ल्यू एच
संयुक्त आवर्तन	—2030 केसीएएल/ डब्ल्यू एच	के 1.02x2030 केसीएएल/के डब्ल्यू एच

(iv) गौण ईंधन तेल खपत

(क) कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र

(i) नीचे खंड (ii) और (iii) के अधीन आने वाले केन्द्रों के सिवाय सभी कोयला आधारित ताप ऊर्जा उत्पादन केन्द्र

स्थिरीकरण अवधि के दौरान	पश्चात्तर्वर्ती अवधि
4.5 मि.ली./के डब्ल्यू एच	2.0 मि.ली./के डब्ल्यू एच
(ii) तलचर ताप ऊर्जा केन्द्र	3.5 मि.ली./के डब्ल्यू एच
(iii) ठंडा ताप ऊर्जा केन्द्र	3.5 मि.ली./के डब्ल्यू एच
(ख) लिग्नाइट आधारित ताप ऊर्जा उत्पादन केन्द्र	

स्थिरीकरण अवधि

पश्चात्वर्ती अवधि

3.0 मि.ली./के डब्ल्यू एच

3.0 मि.ली./के डब्ल्यू एच

(v) अतिरिक्त ऊर्जा खपत

(क) कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र

	शीतलन (कूलिंग) टावर सहित	शीतलन (कूलिंग) टावर के बिना
(i) 200 मेगावाट ऋंखला	9.0 %	8.5%
(ii) 500 मेगावाट ऋंखला		
भाप चालित बायलर फीड पम्प	7.5 %	7.0 %
विद्युत चालित बायलर फीड पम्प	9.0 प्रतिशत	8.5 प्रतिशत
(iii) तलचबू ताप ऊर्जा केन्द्र	11.0%	
(iv) ढंडा ताप ऊर्जा केन्द्र	11.0%	

(ख) गैस टर्बाइन / संयुक्त आवर्तन उत्पादन केन्द्र

(i) संयुक्त आवर्तन	3.0 %
(ii) खुला आवर्तन	1.0 %

(ग) लिग्नाइट आधारित ताप ऊर्जा उत्पादन केन्द्र

(i) नवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लिमिटेड के टी पी एस-I और टी पी एस-II (प्रक्रम I और II) के सिवाय सभी उत्पादन केन्द्र
~~उपरोक्त~~ रकं: (v) (क) (i) और (ii) पर कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र के
 सहायक ऊर्जा खपत संनियम कोयला आधारित केन्द्रों के उपरोक्त
 अतिरिक्त ऊर्जा खपत संनियम से अधिक 0.5% होगी ।

(ii) नवेली लिग्नाइट कारपोरेशन लिमिटेड के टी पी एस-I और टी पी एस-II प्रक्रम I और II

टी पी एस-I 12.0%

टी पी एस-II 10.0%

टिप्पण

स्थिरीकरण अवधि के दौरान, मानकीय अतिरिक्त खपत ऊपर खंड (क), (ख) और (ग) में उपदर्शित संनियमों से अधिक 0.5% तक मानी जाएगी।

(vi) स्थिरीकरण अवधि

यूनिट के संबंध में, उस यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रारंभ होने वाली स्थिरीकरण अवधि निम्नानुसार मानी जाएगी, अर्थात्:—

(क) कोयला आधारित और लिग्नाइट चालित उत्पादन केन्द्र	180 दिन
(ख) गैस टर्बाइन/संयुक्त आवर्तन उत्पादन केन्द्र	90 दिन

टिप्पण

स्थिरीकरण अवधि और स्थिरीकरण अवधि के दौरान लागू शिथिल संनियम 1-4-2006 से लागू न होंगे।

17. पूंजी लागत : आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के अधीन रहते हुए, परियोजना के पूरा होने पर उपगत वास्तविक व्यय अंतिम टैरिफ के अवधारण के आधार पर होगा। अंतिम टैरिफ उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वास्तविक रूप से उपगत स्वीकृत पूंजी व्यय के आधार पर अवधारित किया जाएगा तथा इसमें अंतिम तारीख को मूल परियोजना लागत की प्रतिशतता के रूप में निम्नलिखित उच्चतम संनियमों के अधीन रहते हुए, पूंजीगत आरंभिक फालतू पुर्जे भी सम्मिलित है —

(i) कोयला आधारित लिग्नाइट उत्पादन केन्द्र 2.5%

(ii) गैस टर्बाइन संयुक्त आवर्तन उत्पादन केन्द्र 4.0%

परन्तु यह कि जहां ऊर्जा क्रय करार उत्पादन कंपनी के बीच हुआ हो और फायदाग्राही वास्तविक व्यय की उच्चतम सीमा प्रदान करते हों वहां पूंजी व्यय टैरिफ के अवधारण के लिए ऐसी सीमा से अधिक नहीं होगा।

परन्तु यह और कि विद्यमान उत्पादन केन्द्रों की दशा में, 1-4-2004 से पूर्व आयोग द्वारा स्वीकृत पूंजी लागत टैरिफ के अवधारण के आधार के रूप में होगी ।

टिप्पण

आयोग द्वारा प्राक्कलित परियोजना लागत की संवीक्षा, पूंजी लागत की यूक्तियुक्तता, वित्तीय योजना, संनिर्माण के दौरान ब्याज, दक्ष, तकनीक का उपयोग, टैरिफ अवधारण के लिए ऐसे अन्य विषयों तक सीमित होगी ।

18. अतिरिक्त पूंजी--(1) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् और अंतिम तारीख तक वास्तविक रूप से उपगत कार्य की मूल परिधि के भीतर निम्नलिखित पूंजी व्यय, प्रज्ञावान जांच के अधीन रहते हुए, आयोग द्वारा स्वीकृत किया जा सकेगा--

- (i) आस्थगित दायित्व ;
- (ii) निष्पादन के लिए संकर्म दायित्व ;
- (iii) विनियम में विनिर्दिष्ट उत्पादक सीमा के अधधीन संकर्म की मूल परिधि में आरंभिक पूंजी, पुर्जों की उपाप्ति ।
- (iv) माध्यस्थम् के पंचाट की पूरा करने या न्यायालय के आदेश या डिक्री का अनुपालन करने के लिए दायित्व ; और
- (v) विधि में परिवर्तन के कारण :

परन्तु यह कि व्यय के प्राक्कलन के साथ-साथ संकर्म के मूल विस्तार को अनंतिम टैरिफ के आवेदन के साथ प्रस्तुत किया जाएगा :

परन्तु यह और कि निष्पादन के लिए आस्थगित दायित्व और आस्थगित संकर्म की सूची उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् अंतिम टैरिफ के आवेदन के साथ प्रस्तुत किया जाएगा :

(2) इन विनियमों के खंड (3) के उपबंधों के अधीन रहते हुए अंतिम तारीख के पश्चात् वास्तविक रूप से उपगत निम्नलिखित प्रकृति के पूंजी व्यय को प्रज्ञावान जांच के अधीन रहते हुए, आयोग द्वारा स्वीकृत किया जा सकेगा--

(i) कार्य के मूल विस्तार के भीतर संकर्म/सेवाओं के संबंध में आस्थगित दायित्व ;

(ii) माध्यस्थम् के पंचाट को पूरा करने या न्यायालय के आदेश या डिक्री का अनुपालन करने के दायित्व ;

(iii) विधि में परिवर्तन के कारण ;

(iv) कोई ऐसे अतिरिक्त संकर्म/सेवाएं जो उत्पादन के दक्ष और सफलतापूर्वक प्रयोजन के लिए आवश्यक हों किन्तु इसमें मूल परियोजना लागत सम्मिलित नहीं है, और

(v) कार्य के मूल विस्तार में राख की ढेर या राख की उठाई-धराई प्रणाली से संबंधित संकर्म ।

(3) अंतिम तारीख के पश्चात् लाए गए सामान्य औजार और टेकल, कंप्यूटर, फर्नीचर, वातानुकूलक, वोल्टता स्थिरीकरण, रेफ्रिजरेटर, पंखे, कूलर, टी वी, वाशिंग मशीन, हीट कन्वर्टर कारपेट, चटाई आदि जैसे छोटी छोटी मद्दे/आस्तियों संबंधी व्यय पर उपगत किसी भी व्यय पर 1-4-2004 से टैरिफ के अवधारण के लिए अतिरिक्त पूंजीकरण के लिए विचार किया जाएगा ।

टिप्पण

मदों की सूची दृष्टांत स्वरूप है किन्तु सुविस्तृत नहीं है ।

(4) टैरिफ पुनरीक्षण में अतिरिक्त पूंजीकरण के प्रभाव पर आयोग द्वारा टैरिफ अवधि में दो बार विचार किया जा सकेगा जिसमें अंतिम तारीख के पश्चात् टैरिफ का पुनरीक्षण भी सम्मिलित है ।

टिप्पण 1

कार्य की मूल परिधि के भीतर किए गए दायित्व के कारण स्वीकृत कोई भी व्यय और तकनीकी-आर्थिक आधारों पर आस्थगित व्यय को, किन्तु जो कार्य की मूल परिधि के भीतर आते हों, विनियम 20 में उपदर्शित रीति से आए हुए मानकीय ऋण-ईक्विटी अनुपात में वितरित किया जाएगा ।

टिप्पण 2

पुरानी आस्तियों के प्रतिस्थापन संबंधी किसी भी व्यय पर ऐसे मदों के सिवा जो इस विनियम के खंड (3) में सूचीबद्ध हैं, मूल परियोजना लागत से मूल आस्तियों के संपूर्ण मूल्य को अपलिखित करने के पश्चात् विचार किया जाएगा।

टिप्पण

नए संकर्म के कारण न कि कार्य की मूल परिधियों में, टैरिफ के अवधारण के लिए आयोग द्वारा स्वीकृत किसी भी व्यय को विनियम 20 में यथा उपदर्शित मानकीय ऋण ईक्विटी अनुपात में वितरित किया जाएगा।

टिप्पण 4

टैरिफ के अवधारण के लिए आयोग द्वारा नवीकरण और आधुनिकीकरण तथा जीवित विस्तारण पर स्वीकृत कोई व्यय मूल पूंजी लागत से प्रतिस्थापित आस्तियों की मूल रकम को अपलिखित करने के पश्चात् विनियम 20 में यथा विनिर्दिष्ट मानकीय ऋण ईक्विटी अनुपात में वितरित किया जाएगा।

19. इन्फर्म ऊर्जा का विक्रय—किसी उत्पादन कंपनी द्वारा इन्फर्म ऊर्जा के विक्रय से अर्जित किसी भी राजस्व (ईंधन लागत बसूली को छोड़कर) को पूंजी लागत में कमी के रूप में माना जाएगा और राजस्व के रूप में नहीं समझा जाएगा।

20. ऋण-ईक्विटी अनुपात—(1) सभी उत्पादन केन्द्रों की दशा में, टैरिफ के अवधारण के प्रयोजनों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख की ऋण ईक्विटी अनुपात 70:30 होगा। जहां ईक्विटी 30% से अधिक लगाई गई है वहां टैरिफ के अवधारण के लिए ईक्विटी की रकम 30% से तक सीमित होगी और शेष रकम को मानकीय ऋण के रूप में माना जाएगा।

परन्तु यह कि उत्पादन केन्द्र की दशा में, जहां लगाई गई वास्तविक ईक्विटी 30% से कम है, वहां वास्तविक ऋण और ईक्विटी को टैरिफ के अवधारण के लिए माना जाएगा।

(2) खंड (i) के अनुसार प्राप्त ऋण और ईक्विटी की रकम खंड का उपयोग ऋण पर ब्याज, ईक्विटी पर रिटर्न, अवक्षयण के लिए अग्रिम और विदेशी मुद्रा विनियम दर अंतर की संगणना करने के लिए किया जाएगा ।

21. क्षमता (नियत) प्रभारों की संगणना : (1) क्षमता प्रभार निम्नलिखित आधार पर संगणित किए जाएंगे और उनकी बसूली लक्ष्य उपलब्धता से संबंधित होगी--

(i) ऋण पूंजी पर ब्याज

(क) ऋण पूंजी पर ब्याज प्रतिसंदाय की अनुसूची और वास्तविक ब्याज दर पर सम्यक् रूप से ध्यान रखते हुए विनियम 20 में उपदर्शित रीति से प्राप्त बकाया ऋण पर ऋण-वार संगणित किया जाएगा ।

(ख) 1-4-2004 को बकाया ऋण विनियम 20 के अनुसार कुल ऋण और 31-3-2004 तक आयोग द्वारा यथास्वीकृत संचयी प्रतिसंदाय होगा । 2004-09 की अवधि के लिए प्रतिसंदाय मानकीय आधार पर होगा ।

(ग) उत्पादन कंपनी ऋण चुका करने का हर प्रयास करेगी । यदि फायदाग्राहियों को उसका शुद्ध हो और ऐसे स्वैपिंग से सहबद्ध लगाव फायदाग्राहियों द्वारा वहन की जाएगी ।

(घ) ऋण के निबंधनों और शर्तों में परिवर्तन को ऐसे स्वैपिंग की तारीख से परिवर्तित किया जाएगा तथा फायदाग्राहियों को इसकोफायदा दिया जाएगा ;

(ङ) किसी भी विवाद की दशा में, कोई भी पक्षकार समुचित आवेदन के साथ आयोग के पास आ सकेगा । तथापि, फायदाग्राही ऐसे किसी संदाय को नहीं रोकेंगे जिसका आदेश ऋण के स्वैपिंग से संबंधित किसी भी विवाद के लंबित रहने के दौरान उत्पादन कंपनियों को आयोग द्वारा दिया गया हो ;

(च) यदि उत्पादन कंपनियों द्वारा विलंबनाधीन अवधि प्राप्त की जाती है तो विलंबनाधीन अवधि के दौरान टैरिफ के लिए उपबंधित अवक्षयण को उन वर्षों के दौरान प्रतिसंदाय के रूप में माना जाएगा और पूंजी ऋण पर ब्याज को तदनुसार संगणित किया जाएगा ;

(ज) उत्पादन कंपनी ऋण की स्वैपिंग ऋण पर ब्याज द्वारा कोई भी लाभ नहीं कमाएंगे ।

(ii) अवक्षयण, जिसमें अवक्षयण के लिए अग्रिम है :

(क) अवक्षयण :

टैरिफ के प्रयोजन के लिए, अवक्षयण निम्नलिखित रीति से संगणित किया जाएगा, अर्थात् :—

(i) अवक्षयण के प्रयोजन के लिए आधार मूल्य आस्ति का ऐतिहासिक मूल्य होगा ;

(ii) अवक्षयण इन विनियमों के परिशिष्ट 2 में विहित आस्तियों और दरों के संपूर्ण उपयोग पर सीधी पद्धति के आधार पर वार्षिक रूप से संगणित किया जाएगा ।

आस्तियों का अवशिष्ट माल 10% के रूप में माना जाएगा और अवक्षयण आस्ति की ऐतिहासिक पूंजी लागत के अधिकतम 90% तक अनुज्ञात किया जाएगा । भूमि अवक्षयणीय आस्ति नहीं है इसकी लागत की आस्ति भी ऐतिहासिकलागत की 90% की संगणना करते समय पूंजी लागत से अपवर्जित किया जाएगा । आस्ति के ऐतिहासिक पूंजी लागत में केन्द्रीय सरकार/आयोग द्वारा पहले ही अनुज्ञात 31-3-2004 तक विदेशी मुद्रा विनिमय दर अंतर के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण सम्मिलित है ।

(iii) संपूर्ण ऋण के प्रतिसंदाय पर शेष अवक्षयणीय मूल्य आस्ति के अतिशेष उपयोगी काल पर आंका जाएगा ।

(iv) अवक्षयण प्रचालन के पहले वर्ष से प्रभार्य होगा । वर्ष के शेष भाग के लिए आस्ति के प्रचालन की दशा में, अवक्षयण आनुपातिक आधार पर प्रभारित किया जाएगा ।

(ख) अवक्षयण के लिए अग्रिम

अनुज्ञेय अवक्षयण के अतिरिक्त, उत्पादन कंपनी निम्नलिखित रीति से संगणित अवक्षयण के लिए अग्रिम की हकदार होगी :—

ए ए डी = अनुसूची के अनुसार ऋण रकम के 1/10 की अधिकतम सीमा के अधीन रहते हुए विनियम 21(i) के अनुसार ऋण प्रतिसंदाय रकम और विनियम 20 के अनुसार अवक्षयण :

परन्तु यह कि अवक्षयण के लिए अग्रिम केवल तब अनुज्ञात किया जाएगा यदि विशिष्ट वर्ष तक संचयी संदाय उस वर्ष तक संचयी अवक्षयण से अधिक होता है :

परन्तु यह और कि अवक्षयण के लिए अग्रिम उस विशिष्ट वर्ष तक संचयी प्रतिसंदाय और संचयी अवक्षयण के बीच मतभेद तक सीमित होगा ।

(iii) ईक्विटी पर रिटर्न

ईक्विटी पर रिटर्न 14% प्रतिवर्ष की दर से विनियम 20 के अनुसार अवधारित ईक्विटी आधार पर संगणित किया जाएगा :

परन्तु यह कि विदेशी मुद्रा में विनिहित ईक्विटी पर उसी मुद्रा में विहित सीमा के लिए रिटर्न अनुज्ञात किया जाएगा और इस मद्दे संदाय, बिलिंग की देय तारीख पर विद्यमान विनिमय दर पर आधारित भारतीय रुपए में किया जाएगा ।

स्पष्टीकरण

परियोजना के वित्त पोषण के लिए, विद्यमान उत्पादन कंपनी, यदि कोई हो, की मुक्त आरक्षिति से सृजित किए गए शेयर पूंजी जारी और आंतरिक संसाधनों में विनिधान करते समय उत्पादन कंपनी द्वारा जुटाए गए प्रीमियम की ईक्विटी पर रिटर्न की संगणना करने के प्रयोजन के लिए समादत्त पूंजी के रूप में भी गणना की जाएगी परन्तु ऐसी प्रीमियम रकम और आंतरिक संसाधन का उत्पादन केंद्र के पूंजी व्यय को पूरा करने के लिए वास्तविक रूप से उपयोग किया गया है और वे अनुमोदित वित्तीय पैकेज के भाग रूप हों ।

(iv) प्रचालन और रखरखाव संबंधी व्यय

मानकीय प्रचालन और रखरखाव संबंधी व्यय निम्नलिखित रूप में होंगे—

(क) नेशनल थर्मल पावर कारपोरेशन के तलचर ताप ऊर्जा केन्द्र
और तंड़ा ताप ऊर्जा केन्द्र के सिवाय कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र

(रुपए लाख में/मेगावाट)

वर्ष	200/210/250 मेगावाट सेट	500 मेगावाट और उससे ऊपर के सेट
2004-05	10.40	9.36
2005-06	10.82	9.73
2006-07	11.25	10.12
2007-08	11.70	10.52
2008-09	12.17	10.95

टिप्पण

ऐसे उत्पादन केन्द्र, जिनके पास 200/210/250 मेगावाट सेट और 500 मेगावाट और उससे ऊपर के सेट का संयोजन है, के लिए प्रचालन और रखरखाव व्यय के लिए भारित औसत मूल्य स्वीकार किया जाएगा ।

(ख) (i) तलचर ताप ऊर्जा केन्द्र

वर्ष 2000-01 के लिए आधार प्रचालन और रखरखाव व्यय, जिसमें बीमा भी है, आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच किए जाने के पश्चात् संपरीक्षित तुलनपत्र, जिसमें प्रसामान्य प्रचालन और रखरखाव व्यय नहीं है, पर आधारित वर्ष 1998-99 से 20-2-2003 के लिए वास्तविक प्रचालन के और रखरखाव खर्चों की औसत निकालकर व्युत्पन्न किए जाएंगे ।

वर्ष 2000-01 के लिए प्रचालन और रखरखाव व्ययों के रूप में माने गए वर्ष 1998-99 से 2002-03 के लिए, प्रज्ञावान जांच के पश्चात् ऐसे प्रसामान्य प्रचालन और रखरखाव व्यय के औसत में आधार वर्ष 2003-04 के लिए प्रचालन और रखरखाव व्यय के लिए प्रतिवर्ष 4% की दर से वृद्धि की जाएगी ।

वर्ष 2003-04 के लिए आधार प्रचालन और रखरखाव व्ययों में टैरिफ अवधि के सुसंगत वर्ष के लिए अनुज्ञेय प्रचालन और रखरखाव व्ययों पर 4% प्रतिवर्ष की दर से और वृद्धि की जाएगी।

(ii) लुंडा ताप ऊर्जा केन्द्र

वर्ष 2001-02 के लिए आधार प्रचालन और रखरखाव व्यय, जिसमें बीमा भी है, आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच किए जाने के पश्चात् संपरीक्षित तुलनपत्र, जिसमें प्रसामान्य प्रचालन और रखरखाव व्यय नहीं हैं, पर आधारित वर्ष 2000-01 से 2002-03 के लिए वास्तविक प्रचालन और रखरखाव खर्चों की औसत निकालकर व्युत्पन्न किया जाएगा।

वर्ष 2000-01 के लिए प्रचालन और रखरखाव व्ययों के रूप में माने गए वर्ष 1998-99 से 2002-03 के लिए, प्रज्ञावान जांच के पश्चात् ऐसे प्रसामान्य प्रचालन और रखरखाव व्यय के औसत में आधार वर्ष 2003-04 के लिए प्रचालन और रखरखाव व्यय के लिए प्रतिवर्ष 4% की दर से वृद्धि की जाएगी।

वर्ष 2003-04 के लिए आधार प्रचालन और रखरखाव व्ययों में टैरिफ अवधि के सुसंगत वर्ष के लिए अनुज्ञेय प्रचालन और रखरखाव व्ययों पर 4% प्रतिवर्ष की दर से और वृद्धि की जाएगी।

(ग) गैस टर्बाइन/संयुक्त आवर्तन उत्पादन केन्द्र

(रुपए लाख में/मेगावाट)

वर्ष	लघु गैस टर्बाइन ऊर्जा उत्पादन केन्द्रों से भिन्न गैस गैस टर्बाइन/संयुक्त आवर्तन उत्पादन केन्द्र		लघु गैस टर्बाइन ऊर्जा उत्पादन केन्द्र
2004-05	5.20	7.80	9.46
2005-06	5.41	8.11	9.84
2006-07	5.62	8.44	10.24
2007-08	5.85	8.77	10.65
2008-09	6.08	9.12	11.07

(घ) लिग्नाइट आधारित उत्पादन केन्द्र

(रुपए लाख में/मेगावाट)

वर्ष	200/210/ 250 मेगावाट सिरीज	टी पी एस-I'आफ एन एल सी
2004-05	10.40	15.20
2005-06	10.82	15.81
2006-07	11.25	16.44
2007-08	11.70	17.10
2008-09	12.17	17.48

(v) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज

(क) कार्यकरण पूंजी में निम्नलिखित सम्मिलित होगा--

कोयला आधारित/लिग्नाइट चालित उत्पादन केन्द्र

(i) पीट शीर्ष उत्पादन केन्द्र के लिए 1½ मास हेतु लिए और “लक्ष्य उपलब्धता” के तत्स्थानी गैर-पीटशीर्ष उत्पादन केन्द्र के एक मास हेतु कोयला और लिग्नाइट स्टॉक की लागत ;

(ii) लक्ष्य उपलब्धता के तत्स्थानी दो मास के लिए गौण ईंधन तेल की लागत ;

(iii) एक मास के लिए प्रचालन और रखरखाव व्यय ;

(iv) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रतिवर्ष 6% की दर से बढ़ाई गई ऐतिहासिक लागत के 1% की दर से स्पेयर का रखरखाव ; और

(v) लक्ष्य उपलब्धता पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिए नियत और परिवर्तनीय प्रभाओं के दो मास के समतुल्य प्राप्य ।

गैस टर्बाइन/संयुक्त आवर्तन उत्पादन केन्द्र

(i) गैस ईंधन और द्रव ईंधन संबंधी उत्पादन केन्द्र के प्रचालन की पद्धति पर सम्यक् रूप से विचार करते हुए, लक्ष्य उपलब्धता के तत्स्थानी एक मास के लिए ईंधन लागत ;

(ii) 1/2 मास के लिए द्रव ईंधन स्टॉक ;

(iii) एक मास के लिए प्रचालन और रखरखाव व्यय ;

(iv) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 6% की दर से प्रतिवर्ष बढ़ाई गई ऐतिहासिक लागत के 1% पर स्पेयर का रखरखाव ; और

(v.) लक्ष्य उपलब्धता पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिए नियत और परिवर्तनीय प्रभारों के दो मास के समतुल्य प्राप्य ।

(ख) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज की दर मानकीय आधार पर होगी और 1-4-2004 को या उस वर्ष, जिसमें उत्पादन केन्द्र या उसका यूनिट वाणिज्यिक उत्पादन के अंतर्गत घोषित किया जाता है, के 1 अप्रैल को, जो भी बाद में हो, भारतीय स्टेट बैंक की लघु कालिक ऋण दर के बराबर होगी ।

इस बात के होते हुए भी कि उत्पादन कंपनी के किसी बाहरी अभिकरण से कार्यकरण पूंजी ऋण नहीं लिया है, कार्यकरण पूंजी पर ब्याज मानकीय आधार पर संदेय होगा ।

(2) पूर्ण क्षमता प्रभार विनियम 16 में विनिर्दिष्ट लक्ष्य उपलब्धता पर बसूलनीय होंगे । लक्ष्य उपलब्धता के स्तर से निम्न क्षमता (नियत) प्रभारों की बसूली आनुपातिक आधार पर की जाएगी । शून्य उपलब्धता पर, कोई क्षमता प्रभार संदेय नहीं होगा ।

(3) क्षमता प्रभारों का संदाय आबंटित क्षमता के अनुपात में मासिक आधार पर किया जाएगा ।

22. ऊर्जा प्रभार

(i) ए.बी.टी के अंतर्गत आने वाले उत्पादन केन्द्र—

ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभारों में ईंधन लागत सम्मिलित होगी और निम्न सूत्र के

अनुसार, उत्पादन केन्द्र से बाहर भेजे जाने के लिए अनुसूचित एक्स-बस ऊर्जा पर प्रति पैसे किलोवाट घंटा के आधार पर निकाली जाएगी--

ऊर्जा प्रभार (रुपए) = अनुसूचित उत्पादन की तत्स्थानी के डब्ल्यू एच में मास के लिए रुपए/के डब्ल्यू एच x अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस) में ऊर्जा प्रभारों की दर

(ii) ए.बी.टी के अंतर्गत न आने वाले उत्पादन केन्द्र

ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभारों में ईंधन लागत सम्मिलित होगी और निम्नलिखित सूत्र के अनुसार, केन्द्र के लिए अनुसूचित उत्पादन के तत्स्थानी मास के लिए कुल अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस) के आधार पर निकाली जाएगी :

ऊर्जा प्रभार (रुपए में) = ऊर्जा प्रभार की दर के डब्ल्यू एच में मास के लिए रुपए/के डब्ल्यू एच x परिदत्त ऊर्जा में प्रभारित ऊर्जा की दर

जहां ऊर्जा प्रभारों की दर (आर ई सी) रुपए/के डब्ल्यू एच में विद्युत की एक किलोवाट घंटा एक्स बस परिदत्त करने के लिए प्राथमिक और गौण ईंधन की मात्रा की लागत का योग होगी और निम्नानुसार संगणित की जाएगी :

$$100 \{ \text{पी}_{\text{की}} \times (\text{क्यू}_{\text{की}})_{\text{एन}} + \text{पी}_{\text{एस}} \times (\text{क्यू}_{\text{एस}})_{\text{एन}} \}$$

आर ई सी :

$$(100 - (\text{एयूएक्स}_{\text{एन}})) \quad (\text{रु0/के डब्ल्यू एच})$$

जहां,—

$\text{पी}_{\text{की}}$ = प्राथमिक ईंधन अर्थात्, यथास्थिति, रुपए/ कि.ग्रा. या रुपए/क्यूम या रुपए/ लिटर में कोयला या लिग्नाइट या गैस या नाफ्था की कीमत

$(\text{क्यू}_{\text{की}})_{\text{एन}}$ = यथास्थिति, किलोग्राम या लिटर या क्यूम में उत्पादन टर्मिनलों पर एक किलोवाट घंटा विद्युत के उत्पादन के लिए अपेक्षित प्रारंभिक ईंधन की मात्रा, और इसकी संगणना मानकीय कुल उत्पादन केन्द्र ताप दर (कोयला/ लिग्नाइट

आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिए गौण ईंधन तेल द्वारा अभिदायी कम ताप) और कायला / लिग्नाइट या गैस या नाफ्था से प्रचालित कुल क्लोरोफिक मूल्य के आधार पर की जाएगी ।

पी एस = रुपए/मि.लीटर में गौण ईंधन तेल की कीमत ।

(क्यू एस) एन = यथास्थिति, खंड 16 (iv) के अनुसार एम एल/केडब्ल्यूएच गौण ईंधन तेल की मानकीय मात्रा ।

एयूएक्स एन = यथास्थिति, खंड 16 (v) के अनुसार कुल उत्पादन के % के रूप में मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग ।

(iii) ईंधन की कीमत या ताप मूल्य में परिवर्तन के कारण ऊर्जा प्रभार की दर का समायोजन

प्रारंभिक रूप से कोयला/लिग्नाइट या गैस या द्रव ईंधन कुल सकल उष्मीय मूल्य पूर्ववर्ती तीस मास में वास्तविक के अनुसार निकाला जाएगा । कोई भी परिवर्तन मासिक आधार पर प्राप्त या प्रज्ज्वलित कोयले/लिग्नाइट या गैस या द्रव ईंधन के कुल उष्मीय मूल्य या यथास्थिति, कोयला/लिग्नाइट, तेल या गैस या द्रव ईंधन की उपाप्ति के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा उपगत वास्तविक लागत के आधार पर समायोजित किया जाएगा । ईंधन कीमत के समायोजन के लिए आयोग के समक्ष कोई पृथक् याचिका फाइल करने की आवश्यकता नहीं होगी । किसी भी विवाद की दशा में, समय-समय पर, यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (कारबार संचालन) विनियम, 1999 या उसकी किसी कानूनी पुनः अधिनियमिति के अनुसार आयोग के समक्ष उचित आवेदन फाइल किया जाएगा ।

(iv) कोयले की भूमिगत लागत

कोयलो की भूमिगत लागत में, यथा लागू स्वामिस्व, कर और शुल्क, रेल/सड.क या किसी अन्य साधन द्वारा परिवहन सहित कोयले की श्रेणी/क्वालिटी की तत्स्थानी कोयले की कीमत सम्मिलित होगी और ऊर्जा प्रभारों की संगणना

करने के प्रयोजन के लिए, कोयले की वास्तविक लागत निम्नलिखित के अनुसार मास के दौरान कोयला प्रदाय करने वाली कंपनी द्वारा भेजे गए कोयले की मात्रा की प्रतिशतता के अनुसार मानकीय मार्ग या उठाई-धराई हानियों पर विचार करने के पश्चात् तय की जाएगी

पिट शीर्ष उत्पादन केन्द्र : 0.3 %

गैर पिट शीर्ष उत्पादन केन्द्र : 0.8%

23. प्रोत्साहन—प्रोत्साहन लक्ष्य संयंत्र भार फैक्टर के तत्स्थानी एक्स-बस ऊर्जा की अधिकता में अनुसूचित उत्पादन के तत्स्थानी एक्स-बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए 25.0 पैसा/कि.वाट प्रतिघंटा की सपाट दर पर संदेय होगा ।

24. अननुसूचित विनिमय (यू.आई) प्रभार—(1) वास्तविक उत्पादन या वास्तविक निकासी या अनुसूचित उत्पादन या निकासी के बीच होने वाले अंतर की संगणना अननुसूचित विनिमय (यू.आई) प्रभार के माध्यम से की जाएगी । उत्पादन केन्द्र के लिए यू.आई इसके वास्तविक उत्पादन के बराबर होगा या इसके अनुसूचित उत्पादन से कम होगा । फायदाग्राही के लिए यू.आई इसकी कुल वास्तविक निकासी के बराबर होगा या इसकी कुल अनुसूचित निकासी से कम होगा । यू.आई प्रत्येक 15 मिनट के समय ब्लाक के लिए निकाला जाएगा । सभी यू. आई. संव्यवहारों के लिए प्रभार समय ब्लाक की औसत फ्रिक्वेंसी के आधार पर होंगे तथा 1-4-2004 से निम्नलिखित दरें लागू होंगी :

समय ब्लाकों की औसत फ्रिक्वेंसी	यू.आई दर (पैसे प्रति किलो वाट घंटा)
50.5 एच ज्येड और उससे ऊपर	0.0
50.5 एच ज्येड से नीचे और 50.48 एच ज्येड तक	8.0
49.04 एच ज्येड से नीचे और 49.02 एच ज्येड तक	592.0
49.02 एच ज्येड से नीचे	600.0
50.5 एच ज्येड और 49.02 एच ज्येड के नीचे	0.02 एच ज्येड स्टेप में लिनियर

(प्रत्येक 0.02 एच.जेड स्टेप उपरोक्त रेंज के भीतर 8.00 पैसे/के डब्ल्यू एच के समकक्ष होगा।)

टिप्पण--उपरोक्त औसत फ्रिक्वेंसी रेंज और यू.आई. दरें आयोग द्वारा समय-समय पर पृथक् अधिसूचना के माध्यम से किए गए परिवर्तन के अधीन रहते हुए होंगी ।

(2) (i) 15 मिनट के किसी भी समय ब्लाक में घोषित क्षमता के 105% तक और संपूर्ण दिन की औसत घोषित क्षमता 101% तक औसत तक किसी भी उत्पादन को गेमिंग के रूप में समझा जाएगा और उत्पादक अनुसूचित उत्पादन से ऊपर ऐसे अधिक उत्पादन के लिए यू.आई. प्रभार का हकदार होगा ।

(ii) विहित सीमा के बाद किसी भी उत्पादन के लिए प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र अन्वेषण करेगा ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि यहां कोई गेमिंग नहीं है और यदि प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा कोई गेमिंग पाई जाती है तो ऐसे अतिरिक्त उत्पादन के कारण उत्पादन केन्द्र को देय तत्स्थानी यू.आई. प्रभारों पर शून्य तक की कमी की जाएगी और रकम उत्पादन केन्द्र में उनकी क्षमता की हिस्सेदारी के अनुपात में फायदाग्राहियों के यू.आई. खाते में समायोजित की जाएगी ।

25. रिबेट : निरूपण पर प्रत्ययपत्र के माध्यम से क्षमता प्रभारों और ऊर्जा प्रभारों के बिलों के संदाय के लिए, 2% की रिबेट अनुज्ञात की जाएगी । यदि संदाय प्रत्यय-पत्र से भिन्न रीति से किन्तु उत्पादन कंपनी द्वारा बिलों को प्रस्तुत किए जाने के एक मास के भीतर किया जाता है तो 1% की रिबेट अनुज्ञात की जाएगी ।

26. विलंब से संदाय करने पर अधिभार : यदि फायदाग्राहियों द्वारा क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार के बिलों का संदाय करने में बिलिंग की तारीख से 1 मास की अवधि के बाद विलंब किया जाता है तो उत्पादन कंपनी द्वारा 1.25% की दर से प्रतिमास विलंब संदाय अधिभार उद्गृहीत किया जाएगा ।

27. अनुसूची तैयार करना : भारतीय विद्युत ग्रिड के उपबंधों के साथ पठित, अनुसूची तैयार करने की पद्धति और संगणित उपलब्धता की पद्धति निम्नानुसार होगी :

(i) उत्पादक अपने उत्पादन केन्द्र क्षमता की अग्रिम घोषणा करेगा । यह घोषणा उस क्षमता के लिए की जाएगी जिसे वास्तव में उपलब्ध कराया जा सकता है ;

घोषणा अगले दिन के लिए या तो संपूर्ण दिन के लिए एक अंक में या दिन की विभिन्न अवधि के लिए विभिन्न अंकों के रूप में परिदत्त एक्स-बस मेगावाट के लिए उत्पादन केन्द्र की क्षमता के लिए होगी ।

घोषित क्षमता के रूप में निर्दिष्ट उत्पादक द्वारा यथाघोषित क्षमता उत्पादन अनुसूचीकरण के रूप में होगी ।

(ii) क्षमता की घोषणा या उसे पुनरीक्षित करते समय, उत्पादक यह सुनिश्चित करेगा कि घोषित क्षमता व्यस्ततम समय की के दौरान अन्य समय की तुलना में कम नहीं होगी । तथापि, यूनिटों के बलपूर्वक आऊटेज के परिणामस्वरूप, यूनिट के ट्रिप करने/पुनः समक्रमण की दशा में, इस नियम के लिए अपवाद को अनुज्ञात किया जाएगा ;

(iii) उत्पादन अनुसूची भारतीय विद्युत ग्रिड कोड में यथा अनुबद्ध प्रचालन संबंधी प्रक्रिया के अनुसार तैयार की जाएगी ;

(iv) उत्पादक की घोषणा के आधार पर, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र फायदाग्राहियों को अपने ऐसे शेयरों की सूचना देंगे जिसमें से वे अपनी अध्यपेक्षा करेंगे ;

(v) फायदाग्राहियों द्वारा की गई अध्यपेक्षा के आधार पर और उत्पादन में कोई फेरफार करने पर तकनीकी सीमाओं को ध्यान में रखते हुए तथा पारेषण प्रणाली संबंध कठिनाईयों, यदि कोई हो पर ध्यान देते हुए, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र किफायती उत्पादन अनुसूची तथा निकासी अनुसूची को तैयार करेगा और उसकी सूचना उत्पादक तथा फायदाग्राहियों को देगा ;

प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र दीर्घकालीन और अल्पकालीन (दैनिक अनुसूची) दोनों आकस्मिक व्यय को पूरा करने के लिए प्रक्रिया भी तैयार करेगा ;

(vi) अनुसूचित उत्पादन और वास्तविक, उत्पादन केन्द्र पर एक्स-बस होगा । फायदाग्राहियों के लिए, अनुसूचित और वास्तविक शुद्ध निकासी उनके अपने-अपने प्राप्त करने वाले स्थानों पर होगी ।

(vii) फायदाग्राहियों की शुद्ध निकासी अनुसूची की संगणना करने के लिए, पारेषण हानियों को उनकी निकासी अनुसूची में विभाजित किया जाएगा ;

परन्तु यह कि परिमार्जित अपने-अपने प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र की तैयारी पर भविष्य में निर्भर करते हुए आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाएगा ।

(viii) यूनिट के बल लोप की दशा में, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र पुनरीक्षित घोषित क्षमता के आधार पर अनुसूची को पुनरीक्षित करेगा । पुनरीक्षित घोषित क्षमता और पुनरीक्षित अनुसूची ऐसे समय ब्लाक की, जिसमें उत्पादक द्वारा पुनरीक्षण करने की एक बार सलाह दी जाती है, गणना करते हुए चौथे समय ब्लाक से प्रभावी होगी ।

(ix) यदि पारेषण प्रणाली, सहबद्ध स्विचयार्ड और केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता (प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा यथाप्रमाणित) के स्वामित्वाधीन उपकेन्द्रों में कोई कठिनाई, लोप, असफलता या बाधा आने के कारण ऊर्जा के निष्क्रमण की दशा में, उत्पादन में कमी करना आवश्यक हो जाए तो प्रादेशिक प्रेषण केन्द्र अनुसूची को पुनरीक्षित करेंगे जो कि चौथे समयखंड से प्रभावी होगी और इसकी गणना उस समय खंड से की जाएगी जिसमें विद्युत में बाधा आएगी । ऐसे पहले, दूसरे और तीसरे समय ब्लाकों की दशा में भी, उत्पादन केन्द्र के अनुसूचित उत्पादन को वास्तविक उत्पादन के बराबर किए जाने के लिए पुनरीक्षित किया गया समझा जाएगा और फायदाग्राहियों की अनुसूचित निकासी को भी उनकी वास्तविक निकासी के बराबर किए जाने के लिए पुनरीक्षित किया गया समझा जाएगा ।

(x) किसी भी ग्रिड में बाधा आने की दशा में, सभी उत्पादन केन्द्रों का अनुसूचित उत्पादन और सभी फायदाग्राहियों की अनुसूचित निकासी ग्रिड में बाधा आने से प्रभावित सभी समय ब्लाकों के लिए वास्तविक उत्पादन/निकासी के बराबर किए जाने के लिए संशोधित की जाएगी । ग्रिड बाधा और उसकी अवधि का प्रमाणन प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दिया जाएगा ।

(xi) उत्पादक (उत्पादकों) द्वारा घोषित क्षमता के पुनरीक्षण और उस दिन की शेष अवधि के लिए फायदाग्राहियों की अध्यक्षता को अग्रिम में सूचना द्वारा भी अनुज्ञात किया जाएगा । ऐसे मामलों में, पुनरीक्षित अनुसूची घोषित क्षमता चौथे समय ब्लाक से प्रभावी हो जाएगी जिनकी गणना ऐसे समय ब्लाक में की जाएगी जिसमें प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र को एक बार पुनरीक्षण का अनुरोध प्राप्त हो गया हो ।

(xii) यदि किसी भी समय, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र को यह प्रतीत होता है कि उचित प्रणाली प्रचालन के हित में अनुसूची का पुनरीक्षित करना आवश्यक है तो वह स्वयं ऐसा कर सकता है और ऐसे मामलों में, पुनरीक्षित अनुसूची ऐसे चौथे समय ब्लाक से प्रभावी हो जाएगी जिसकी गणना ऐसे समय ब्लाक में की जाएगी जिसमें प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा एक बार पुनरीक्षित अनुसूची जारी की जाती है।

(xiii) प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा जारी/पुनरीक्षित की गई उत्पादन अनुसूची और निकासी अनुसूची संचार सफलता को ध्यान में लाए बिना, अभिहित समय ब्लाक से प्रभावी हो जाएगी।

(xiv) अनुसूचित उत्पादन के पुनरीक्षण, जिसमें कार्योत्तर किया जाने वाला पुनरीक्षण भी सम्मिलित है, के लिए फायदाग्राहियों की अनुसूचित निकासी का तत्स्थानी पुनरीक्षण किया जाएगा।

(xv) समय मान पर सम्यक् रूप से ध्यान रखते हुए, अनुसूची में परिवर्तन करने के संबंध में, संचार को अभिलिखित करने की प्रक्रिया केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता द्वारा तैयार की जाएगी।

टिप्पण

यदि उत्पादन केन्द्र केवल उस राज्य में, जिसमें वह अवस्थित है, ऊर्जा प्रदाय करने की संविदा करता है तो अनुसूचीकरण, मीटरिंग और ऊर्जा लेखांकन अपने-अपने राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा किया जाएगा।

28. घोषित क्षमता का प्रदर्शन : (1) उत्पादन कंपनी से यह अपेक्षा की जा सकेगी कि वह उस क्षेत्र, जिसमें उत्पादन केन्द्र अवस्थित है, के प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा कभी भी प्रदर्शन करने के लिए कहने पर उत्पादन केन्द्र की घोषित क्षमता का प्रदर्शन करेगा। यदि उत्पादन कंपनी का घोषित क्षमता का प्रदर्शन करने में असफल रहती है तो जनरेटर के कारण क्षमता प्रभारों में, शास्ति के रूप में कमी की जाएगी।

(2) एक दिन में किसी अवधि/ब्लाक के लिए पहली गलत घोषणा हेतु शास्ति की मात्रा तत्स्थानी दो दिनों के नियत प्रभारों के रूप में प्रभारित की जाएगी। दूसरी गलत घोषणा के लिए शास्ति चार दिनों के लिए नियत प्रभारों के बराबर होगी और पश्चात्पूर्वी गलत घोषणा के लिए, शास्ति ज्यामीतीय क्रम में गुणात्मक रूप में होगी।

(3) उत्पादन केन्द्र की प्रचालन लॉग पुस्तिका, यथास्थिति, प्रादेशिक विद्युत बोर्ड या प्रादेशिक ऊर्जा समिति के पुनर्विलोकन के लिए उपलब्ध रहेगी। इस पुस्तिका में मशीन प्रचालन और उनके रखरखाव का अभिलेख रखा जाएगा।

29. मीटरिंग और लेखांकन :-मीटर की व्यवस्था, जिसमें संस्थापन परीक्षण और प्रचालन भी सम्मिलित है, तथा मीटरों का रखरखाव और संग्रहण परिवहन तथा ऊर्जा एक्सचेंजों और 15 मिनट के समय ब्लाक के आधार पर औसत फ्रिक्वेंसी के लेखांकन के लिए अपेक्षित आंकड़ों का प्रक्रमण केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता/प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों द्वारा प्रदान रखा जाएगा। सभी संबंधित उपयोगिताएं (जिनके परिसरों में विशेष ऊर्जा मीटर लगाए गए हैं) केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता/प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों के साथ पूर्ण सहयोग करेंगी और प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों को साप्ताहिक मीटर की रीडिंग लेने और उनको देने में सहायता प्रदान करेंगी। विद्युत और यू.आई प्रभारों के लिए प्रादेशिक लेखा जारी करेंगे। यू.आई लेखांकन प्रक्रिया आयोग के आदेश द्वारा शासित होगी।

टिप्पण

यदि उत्पादन केन्द्र केवल उस राज्यों में, जिसमें वह अवस्थित है, ऊर्जा प्रदान करने की संविदा करता है तो अनुसूचीकरण, मानीटरिंग और ऊर्जा लेखांकन अपने-अपने राज्य भार प्रेषण द्वारा किया जाएगा।

30. बिल तैयार करने और क्षमता प्रभारों का संदाय : बिल तैयार करने और क्षमता प्रभारों का संदाय निम्नलिखित रीति से मासिक आधार पर किया जाएगा :

(i) प्रत्येक फायदाग्राही उत्पादन केन्द्र की संस्थापित क्षमता के उसकी प्रतिशतता अंश के अनुपात में क्षमता प्रभारों का संदाय करेगा।

टिप्पण 1

केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन केन्द्रों की कुल क्षमता का आबंटन समय समय पर केन्द्रीय सरकार द्वारा किया जाता है जो कि अनाबंटित भाग होता है। केन्द्रीय सरकार द्वारा किया गया आबंटित भाग का आबंटन समय-समय पर कुल अनाबंटित क्षमता के लिए

इसे प्रभावी करने के लिए सदस्य, सचिव, प्रादेशिक विद्युत बोर्ड/प्रादेशिक ऊर्जा समिति द्वारा अग्रिम में आबंटन में ऐसे परिवर्तन की कम से कम तीन दिन पूर्व अधिसूचित किया जाएगा। किसी भी फायदाग्राही का कुल क्षमता अंश, उसकी क्षमता अंश और अनाबंटित भाग में से आबंटन के बराबर होगा। केन्द्रीय सरकार द्वारा अनाबंटित ऊर्जा के कोई विनिर्दिष्ट वितरण के अभाव में तो अनाबंटित ऊर्जा में यथा आबंटित अंश के उसी अनुपात में अनाबंटित अंश को जोड़ दिया जाएगा।

टिप्पण 2

फायदाग्राही क्षेत्र के भीतर/बाहर राज्यों को आबंटित शेयर का भाग देने का प्रस्ताव कर सकेंगे। ऐसे मामले में, विद्युत अंतरण की तकनीकी साध्यता पर निर्भर रहते हुए और ऐसे अंतरणों के लिए क्षेत्र के भीतर/बाहर किसी अन्य राज्य के साथ उत्पादन कंपनी द्वारा विनिर्दिष्ट करार किए जाने पर, फायदाग्राहियों के शेयर केन्द्रीय सरकार द्वारा विनिर्दिष्ट अवधि के लिए पुनःआबंटित किए जा सकेंगे। जब ऐसा पुनःआबंटित किया जाता है तो ऐसे फायदाग्राही, जो शेयर को अभ्यर्पित करते हैं, अभ्यर्पित शेयर के लिए क्षमता प्रभारों का संदाय करने का दायी होगा और यथा उपरोक्त अभ्यर्पित क्षमता और पुनःआबंटित करने के लिए क्षमता प्रभार उन राज्य (राज्यों) द्वारा संदत्त किए जाएंगे जिनकी अभ्यर्पित क्षमता आबंटित की गई है। यथा उपरोक्त क्षमता के पुनःआबंटित के अवधि के सिवाय, उत्पादन केन्द्र के फायदाग्राही आबंटित क्षमता शेयरों के अनुसार, पूर्व नियत प्रभारों का संदाय निरंतर करेंगे। ऐसे किसी पुनःआबंटन को प्रभावी करने के लिए सदस्य, सचिव, प्रादेशिक विद्युत बोर्ड/प्रादेशिक ऊर्जा समिति द्वारा अग्रिम में ऐसे आबंटन के कम से कम तीन दिन पूर्व अधिसूचित किया जाएगा।

(ii) फायदाग्राहियों को अपनी क्षमता का उपयोग करने के लिए किसी भी प्रकार का संव्यवहार करने हेतु पूर्व स्वतंत्रता होगी। ऐसे मामले में, ऐसे फायदाग्राही, जिसके पास उत्पादन केन्द्र की क्षमता में आबंटन है, अपनी क्षमता शेयर से सभी अपने अनुसूचित और अनुसूचित संव्यवहार के लिए क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार

(जिसमें उनके द्वारा किए गए संव्यवहार के अंतर्गत ऊर्जा का विक्रय भी है) के पूर्व संदाय के लिए दायी होंगे ।

(iii) यदि कोई क्षमता की दिन प्रतिदिन के प्रचालन के दौरान अध्यपेक्षा नहीं की जाती है, तो ऐसे मामले में, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र क्षेत्र और अन्य प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र में सभी फायदाग्राहियों को सलाह देगा जिससे कि ऐसी क्षमता की, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र को सूचना के अन्तर्गत, संबंधित उत्पादन कंपनी या संबंधित फायदाग्राही (फायदाग्राहियों) के साथ द्विपक्षीय ठहराव के माध्यम से अध्यपेक्षा की जा सकेगी । पुनः अध्यपेक्षा क्षमता के बारे में उस सूचना प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों द्वारा उनको अपनी-अपनी वेबसाइट के माध्यम से भी उपलब्ध कराई जाएगी ।

(iv) क्षमता प्रभार ऐसे फायदाग्राही (फायदाग्राहियों) द्वारा संदत्त किए जाएंगे जिसमें वे भी सम्मिलित हैं जो निम्नलिखित सूत्र के अनुसार प्रत्येक मास उत्पादन कंपनी के क्षेत्र की बाहर के हैं :

(क) ताप ऊर्जा उत्पादन कंपनी को संदेय कुल क्षमता प्रभारों के लिए :

$$\text{पहले मास} = (1 \times \text{एसीसी } 1) / 12$$

$$\text{दूसरी मास} = (2 \times \text{एसीसी } 2 - 1 \times \text{एसीसी } 1) / 12$$

$$\text{तीसरी मास} = (3 \times \text{एसीसी } 3 - 2 \times \text{एसीसी } 2) / 12$$

$$\text{चौथे मास} = (4 \times \text{एसीसी } 4 - 3 \times \text{एसीसी } 3) / 12$$

$$\text{पांचवे मास} = (5 \times \text{एसीसी } 5 - 4 \times \text{एसीसी } 4) / 12$$

$$\text{छठे मास} = (6 \times \text{एसीसी } 5 - 5 \times \text{एसीसी } 5) / 12$$

$$\text{सातवें मास} = (7 \times \text{एसीसी } 7 - 6 \times \text{एसीसी } 6) / 12$$

$$\text{आठवें मास} = (8 \times \text{एसीसी } 8 - 7 \times \text{एसीसी } 7) / 12$$

$$\text{नौवें मास} = (9 \times \text{एसीसी } 9 - 8 \times \text{एसीसी } 8) / 12$$

$$\text{दसवें मास} = (10 \times \text{एसीसी } 10 - 9 \times \text{एसीसी } 9) / 12$$

$$\text{ग्यारहवें मास} = (11 \times \text{एसीसी } 11 - 10 \times \text{एसीसी } 10) / 12$$

$$\text{बारहवें मास} = (12 \times \text{एसीसी } 12 - 11 \times \text{एसीसी } 11) / 12$$

(ख) ऐसे प्रत्येक फायदाग्राही, जिनके पास उत्पादन केन्द्र की क्षमता में फर्म आबंटन है, निम्नलिखित का संदाय करेंगे :

$$\text{पहले मास} = [\text{एसीसी 1} \times \text{डब्ल्यूबी 1}] / 1200$$

$$\text{दूसरी मास} = [2 \text{ एसीसी 2} \times \text{डब्ल्यूबी 2} - 1 \times \text{एसीसी 1} \times \text{डब्ल्यूबी 1}] / 1200$$

$$\text{तीसरी मास} = [3 \text{ एसीसी 3} \times \text{डब्ल्यूबी 3} - 2 \times \text{एसीसी 2} \times \text{डब्ल्यूबी 2}] / 1200$$

$$\text{चौथे मास} = [4 \text{ एसीसी 4} \times \text{डब्ल्यूबी 4} - 3 \times \text{एसीसी 3} \times \text{डब्ल्यूबी 3}] / 1200$$

$$\text{पांचवे मास} = [5 \text{ एसीसी 5} \times \text{डब्ल्यूबी 5} - 4 \times \text{एसीसी 4} \times \text{डब्ल्यूबी 4}] / 1200$$

$$\text{छठे मास} = [6 \text{ एसीसी 6} \times \text{डब्ल्यूबी 6} - 5 \times \text{एसीसी 5} \times \text{डब्ल्यूबी 5}] / 1200$$

$$\text{सातवें मास} = [7 \text{ एसीसी 7} \times \text{डब्ल्यूबी 7} - 6 \times \text{एसीसी 6} \times \text{डब्ल्यूबी 6}] / 1200$$

$$\text{आठवें मास} = [8 \text{ एसीसी 8} \times \text{डब्ल्यूबी 8} - 7 \times \text{एसीसी 7} \times \text{डब्ल्यूबी 7}] / 1200$$

$$\text{नौवें मास} = [9 \text{ एसीसी 9} \times \text{डब्ल्यूबी 9} - 8 \times \text{एसीसी 8} \times \text{डब्ल्यूबी 8}] / 1200$$

$$\text{दसवें मास} = [10 \text{ एसीसी 10} \times \text{डब्ल्यूबी 10} - 9 \times \text{एसीसी 9} \times \text{डब्ल्यूबी 9}] / 1200$$

$$\text{ग्यारवें मास} = [11 \text{ एसीसी 11} \times \text{डब्ल्यूबी 11} - 10 \times \text{एसीसी 10} \times \text{डब्ल्यूबी 10}] / 1200$$

$$\text{बारहवें मास} = [12 \text{ एसीसी 12} \times \text{डब्ल्यूबी 12} - 11 \times \text{एसीसी 11} \times \text{डब्ल्यूबी 11}] / 1200$$

जहां—

एसीसी 1, एसीसी 2, एसीसी 3, एसीसी 4, एसीसी 5, एसीसी 6, एसीसी 7, एसीसी 8, एसीसी 9, एसीसी 10, एसीसी 11 और एसीसी 12 क्रमशः पहला, दूसरा, तीसरा, चौथा, पांचवां, छठवां, सातवां, आठवां, नौवां, दसवां, ग्यारहवां और बारहवें मास के अंत तक की संचित अवधि के लिए “उपलब्धता” की तत्स्थानी वार्षिक क्षमता प्रभार की रकम है और डब्ल्यूबी 1, डब्ल्यूबी 2, डब्ल्यूबी 3, डब्ल्यूबी 4, डब्ल्यूबी 5, डब्ल्यूबी 6, डब्ल्यूबी 7, डब्ल्यूबी 8, डब्ल्यूबी 9, डब्ल्यूबी 10, डब्ल्यूबी 11 और डब्ल्यूबी 12 क्रमशः पहला, दूसरा, तीसरा, चौथा, पांचवां, छठवां, सातवां, आठवां, नौवां, दसवां, ग्यारहवां और बारहवें मास तक की संचित अवधि के दौरान फायदाग्राही के आबंटित क्षमता शेयर की भारित औसत प्रतिशत है।

अध्याय 3

हाइड्रो ऊर्जा उत्पादन केन्द्र

31. परिभाषाएं : इस अध्याय के प्रयोजन के लिए, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित है,—

- (i) “अधिनियम” से विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) अभिप्रेत है ;
- (ii) “अतिरिक्त पूंजीकरण” से केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् वास्तविक रूप से उपगत और विनियम 31 के उपबंधों के अधीन रहते हुए आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच करने के पश्चात् स्वीकार किया गया पूंजी व्यय अभिप्रेत है ;
- (iii) “प्राधिकरण” से अधिनियम की धारा 70 में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण अभिप्रेत है ;
- (iv) अवधि के संबंध में, “सहायक ऊर्जा उपभोग” से उत्पादन केन्द्र के सहायक उपस्कर द्वारा खर्च की गई ऊर्जा की मात्रा अभिप्रेत है और इसे उत्पादन केन्द्र की सभी यूनिटों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पादित कुल ऊर्जा की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा ;
- (v) उत्पादन केन्द्र के संबंध में, “फायदाग्राही” से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जो ऐसे उत्पादन केन्द्र पर वार्षिक क्षमता प्रभारों का संदाय करने पर उत्पादित ऊर्जा क्रय करता है ;
- (vi) “क्षमता सूचकांक” से एक वर्ष तक दैनिक क्षमता का औसत अभिप्रेत है ;
- (vii) “आयोग” से अधिनियम की धारा 76 में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है ;
- (viii) “अंतिम तारीख” से उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के एक वर्ष के पश्चात् समाप्त होने वाला प्रथम वित्तीय वर्ष की तारीख अभिप्रेत है ;
- (ix) यूनिट के संबंध में, “वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख” या “सीओडी” से सफलतापूर्वक परीक्षण पर चलाकर अधिकतम निरंतर रेटिंग (एमसीआर) या संस्थापित

क्षमता (आई सी) को प्रदर्शित करने के पश्चात् उत्पादक द्वारा घोषित तारीख अभिप्रेत है तथा उत्पादन केन्द्र के संबंध में, “वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख” से उत्पादन केन्द्र की अंतिम यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख अभिप्रेत है ;

(x) “दैनिक क्षमता सूचकांक (इंडेक्स)” से दिन के लिए अधिकतम उपलब्ध क्षमता प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त की घोषित क्षमता अभिप्रेत है और यह गणितीय रूप से निम्नलिखित रूप में अभिव्यक्त की जाएगी :

$$\text{दैनिक क्षमता सूचकांक} = \frac{\text{घोषित क्षमता (मेगावाट)}}{\text{अधिकतम उपलब्ध क्षमता (मेगावाट)}} \times 100$$

दैनिक क्षमता सूचकांक 100% तक सीमित होगा ।

(xi) “घोषित क्षमता या डीसी”

(क) नदी से चलने वाले ऊर्जा केन्द्र के साथ तालाब और भंडारण आकार के उत्पादन केन्द्र के लिए ‘डीसी’ से जल की उपलब्धता, जल के अनुकूलतम उपयोग और मशीन की उपलब्धता को ध्यान में रखते हुए, उत्पादक द्वारा यथाघोषित आगामी दिन के व्यस्ततम घंटों में उत्पादन केन्द्र से उपलब्ध की जाने वाली प्रत्याशित मेगावाट में एक्स-बस क्षमता अभिप्रेत है और इस प्रयोजन के लिए, व्यस्ततम घंटे 24 घंटे की अवधि के भीतर 9 घंटे से कम नहीं होंगे ;

(ख) विशुद्ध रूप से नदी से चलने वाले ऊर्जा केन्द्र की दशा में ‘डीसी’ से जल की उपलब्धता, जल के अनुकूलतम उपयोग और मशीनों की उपलब्धता को ध्यान में रखते हुए, उत्पादन केन्द्र द्वारा यथाघोषित आगामी दिन के दौरान उत्पादन केन्द्र से प्राप्त की जाने वाली प्रत्याशित मेगावाट में एक्स-बस क्षमता अभिप्रेत है ;

(xii) “समझा गया उत्पादन” से ऐसी ऊर्जा अभिप्रेत है जिसे उत्पादन केन्द्र उत्पादित करने में समर्थ था किन्तु उत्पादन केन्द्र के नियंत्रण के परे जल के रिसाव के परिणामस्वरूप, ग्रीड या ऊर्जा प्रणाली की स्थिति के कारण उत्पादित नहीं किया जा सका ;

(xiii) “अभिकल्पित ऊर्जा” से ऊर्जा की वह मात्रा अभिप्रेत है जिसे उत्पादन केन्द्र की 95% संस्थापित क्षमता सहित वर्ष में 90% तक उत्पादित किया जा सकेगा ;

(xiv) “विद्यमान उत्पादन केन्द्र” से 1-4-2004 के पूर्व की तारीख से वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत है ;

(xv) “इन्फर्म ऊर्जा” से उत्पादन केन्द्र के यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन के पूर्व उत्पादित विद्युत अभिप्रेत है ;

(xvi) “संस्थापित क्षमता” या “आई सी” से उत्पादन केन्द्र में यूनिटों के नाम पट्ट क्षमता के संकलन या यथा लागू ऊँची दर, कम दर पर विचार करते हुए, समय-समय पर प्राधिकरण के परामर्श से यथा अवधारित उत्पादन केन्द्र (उत्पादक टर्मिनलों पर माना गया) की क्षमता अभिप्रेत है ;

(xvii) “अधिकतम उपलब्ध क्षमता” से निम्नलिखित अभिप्रेत है,—

(क) नदी से चलने वाले ऊर्जा केन्द्र तालाब या भंडारण आकार के ऊर्जा केन्द्र

मेगावाट में अधिकतम क्षमता, उत्पादन केन्द्र आगामी दिन के व्यस्ततम घंटों के समय, जल स्तरों की विद्यमान दशाओं के अंतर्गत चल रही सभी यूनिटों में उत्पादन कर सकते हैं ।

स्पष्टीकरण

इस प्रयोजन के लिए, व्यस्ततम घंटे 24 घंटों की अवधि के भीतर 3 घंटे अन्यून होंगे ।

(ख) केवल नदी से चलने वाले उत्पादन केन्द्र

मेगावाट में अधिकतम क्षमता, उत्पादन केन्द्र आगामी दिन पर जल स्तरों, की विद्यमान दशाओं के अंतर्गत चलने वाले सभी यूनिटों में उत्पादन कर सकते हैं ।

(xviii) “प्रचालन और रखरखाव संबंधी व्यय” या “ओ एंड एम व्यय” से उत्पादन केन्द्र, जिसमें उसके पुर्जे भी हैं, के प्रचालन और रखरखाव में उपगत व्यय अभिप्रेत है इसके अंतर्गत मानवशक्ति, मरम्मत, अतिरिक्त पुर्जे, खपने वाली सामग्री, बीमा और अन्य वस्तुओं का व्यय भी सम्मिलित है ;

(xix) 'मूल परियोजना लागत' से टैरिफ के अवधारण के लिए आयोग द्वारा यथास्वीकृत अंतिम यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के एक वर्ष के पश्चात् समाप्त होने वाले पहले वित्तीय वर्ष तक परियोजना के मूल विस्तार के अनुसार, परियोजना विकासकर्ता द्वारा उपगत वास्तविक व्यय अभिप्रेत है ।

(xx) 'प्राथमिक ऊर्जा' से उत्पादन केन्द्र में प्रतिवर्ष आधार पर अभिकल्पित ऊर्जा तक उत्पादित ऊर्जा की मात्रा अभिप्रेत है ।

(xxi) 'परियोजना' से उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत है और इसके अंतर्गत डेम, इनटेक, जल कन्डक्टर प्रणाली, विद्युत उत्पादन केन्द्र और ऐसी स्कीम जो ऊर्जा उत्पादन को प्रभावित करती है के उत्पादन यूनिट जैसे सभी संघटकों के अंतर्गत आने वाले संपूर्ण हाइड्रो ऊर्जा उत्पादन सुविधा सम्मिलित है ।

(xxii) "नदी से चलने वाले ऊर्जा केन्द्र" से हाइड्रो ऊर्जा उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत हैं जिनके पास कोई तालाब नहीं है ;

(xxiii) "तालाब सहित नहीं से चलने वाले ऊर्जा केन्द्र" से ऐसे हाइड्रो इलेक्ट्रिक ऊर्जा उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत हैं जिनके पास ऊर्जा मांग के अंतर को पूरा करने के लिए पर्याप्त तालाब हैं ;

(xxiv) "भंडारण आकार के ऊर्जा केन्द्र" से मांग के अनुसार ऊर्जा के अंतर उत्पादन को समर्थ बनाने के लिए वृद्ध भंडारण क्षमता से सहबद्ध हाइड्रो ऊर्जा उत्पादन केन्द्र अभिप्रेत है ;

(xxv) 'विक्रीयोग्य प्राथमिक ऊर्जा' से गृह राज्य को 12% निःशुल्क ऊर्जा की अनुमति देने के पश्चात् विक्रय (एक्स-बस) के लिए उपलब्ध प्राथमिक ऊर्जा की मात्रा अभिप्रेत है ।

(xxvi) 'गौण ऊर्जा' से उत्पादन केन्द्र में प्रति वर्ष आधार पर अभिकल्पित ऊर्जा से अधिक उत्पादित ऊर्जा की मात्रा अभिप्रेत है ।

(xxvii) 'विक्री योग्य गौण ऊर्जा' से गृह राज्य को 12% निःशुल्क ऊर्जा की अनुमति देने के पश्चात्, विक्रय (एक्स-बस) के लिए उपलब्ध गौण ऊर्जा की मात्रा अभिप्रेत है ।

(xxviii) 'अनुसूचित ऊर्जा' से प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा यथा अनुसूचित 24 घंटे की अवधि में उत्पादन केन्द्र पर उत्पादित ऊर्जा की मात्रा अभिप्रेत है ।

(xxix) 'वर्ष' से वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है ।

32. प्रचालन के संनियम : प्रचालन के संनियम निम्नानुसार होंगे, अर्थात् :—

(i) पूर्ण क्षमता प्रभारों की वसूली के लिए मानकीय क्षमता सूचकांक

(क) उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष के दौरान

(i) केवल नदी से चलने वाले उत्पादन केन्द्र 85%

(ii) तालाब या भंडारण आकार के उत्पादन केन्द्र 80%

(ख) उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन के पहले वर्ष के पश्चात्

(i) केवल नदी से चलने वाले उत्पादन केन्द्र 90%

(ii) तालाब या भंडारण आकार के उत्पादन केन्द्र 85%

टिप्पण

यदि उत्पादन केन्द्र विहित मानकीय स्तरों की सीमा से नीचे क्षमता इंडेक्स प्राप्त करता है तो क्षमता प्रभारों की आनुपातिक वसूली की जाएगी । शून्य क्षमता इंडेक्स पर, उत्पादन केन्द्र को कोई क्षमता प्रभार संदेय नहीं होगा ।

(ii) सहायक ऊर्जा खपत

(क) ऐसे सत्तही हाइड्रो इलेक्ट्रिक ऊर्जा उत्पादन केन्द्र जिनमें जनरेटर शाफ्ट के चक्रदार उद्दीपक लगे हों — उत्पादित ऊर्जा का 0.2%

(ख) ऐसे सत्तही हाइड्रो इलेक्ट्रिक ऊर्जा उत्पादन केन्द्र जिनमें स्टेटिक एक्साइटेशन प्रणाली हो — उत्पादित ऊर्जा का 0.5%

(ग) ऐसे भूमिगत हाइड्रो इलेक्ट्रिक ऊर्जा उत्पादन केन्द्र जिनमें जनरेटर शाफ्ट के चक्रदार उद्दीपक लगे हों — उत्पादित ऊर्जा का 0.4%

(घ) ऐसे सत्तही हाइड्रो इलेक्ट्रिक ऊर्जा उत्पादन केन्द्र जिनमें स्टेटिक एक्साइटेशन प्रणाली हो --- उत्पादित ऊर्जा का 0.7%

(iii) ट्रांसफारमेशन संबंधी हानियां :

उत्पादन वोल्टेज से पारेषण वोल्टेज तक--उत्पादित ऊर्जा का 0.7%

33. पूंजी लागत : आयोग की प्रज्ञावान जांच के अधीन रहते हुए, परियोजना के पूरा होने पर उपगत वस्तविक व्यय अंतिम टैरिफ के अवधारण के आधार पर होगा । अंतिम टैरिफ उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वास्तविक रूप से उपगत स्वीकृत पूंजी व्यय के आधार पर अवधारित किया जाएगा और अंतिम तारीख को मूल परियोजना लागत के 1.5% अधिकतम संनियम के अधीन रहते हुए, आरंभिक पूंजी, पुर्जें सम्मिलित होंगे :

परन्तु यह कि जहां वास्तविक व्यय की अधिकतम सीमा प्रदान करने हेतु उत्पादन कंपनी और फायदाग्राहियों के बीच कोई ऊर्जा क्रय करार हुआ हो वहां टैरिफ के अवधारण के लिए पूंजी व्यय ऐसी अधिकतम सीमा से अधिक नहीं होगा ।

विद्यमान उत्पादन केन्द्रों की दशा में, 1-4-2002 से पूर्व आयोग द्वारा स्वीकृत परियोजना लागत टैरिफ के अवधारण के आधार पर होगी ।

टिप्पण

आयोग द्वारा प्राक्कलित परियोजना लागत की संवीक्षा टैरिफ के अवधारण के प्रयोजनों के लिए पूंजी लागत की युक्तियुक्तता, वित्तीय योजना, संनिर्माण के दौरान ब्याज, दक्ष तकनीकी का उपयोग और ऐसे अन्य विषयों तक सीमित होगी ।

34. अतिरिक्त पूंजीकरण : (1) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् और अंतिम तारीख तक वास्तविक रूप से उपगत कार्य की मूल परिधि के भीतर निम्नलिखित पूंजी व्यय आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के अधीन रहते हुए, स्वीकार किया जा सकेगा,--

(i) आस्थगित दायित्व ;

(ii) निष्पादन के लिए आस्थगित संकर्म ;

(iii) विनियम 33 में विनिर्दिष्ट सीमा के अधीन रहते हुए कार्य की मूल परिधि में आरंभिक पूंजी पुर्जों की उपाप्ति ;

(iv) माध्यस्थम् के पंचाट को पूरा करने या न्यायालय के आदेश या डिक्री के अनुपालन में ; और

(v) विधि में परिवर्तन के कारण :

परन्तु यह कि व्यय के प्राक्कलन सहित संकर्म की मूल परिधि अनंतिम टैरिफ के लिए आवेदन के साथ प्रस्तुत की जाएगी :

परन्तु यह और कि आस्थगित दायित्वों और निष्पादन के लिए आस्थगित संकर्मों की सूची उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् अंतिम टैरिफ के आवेदन के साथ प्रस्तुत की जाएगी ।

(2) इस विनियम के खंड (3) के उपबंधों के अधीन रहते हुए, अंतिम तारीख के पश्चात् वास्तविक रूप से उपगत निम्नलिखित प्रकृति का पूंजी व्यय आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के अधीन रहते हुए, स्वीकार किया जा सकेगा :

(i) संकर्म के मूल प्रविषय के भीतर संकर्म/सेवाओं से संबंधित आस्थगित दायित्व ;

(ii) माध्यस्थम् के पंचाट को पूरा करने या न्यायालय के आदेश या डिक्री के अनुपालन में ;

(iii) विधि में परिवर्तन के कारण ; और

(iv) कोई ऐसे अन्य अतिरिक्त संकर्म/सेवा जो संयंत्र की दक्षता और सफलतापूर्वक प्रचालन के लिए आवश्यक हों किन्तु इसमें मूल पूंजी लागत सम्मिलित नहीं है ।

(3) अंतिम तारीख के पश्चात् लाए गए सामान्य औजार और टेकल, कंप्यूटर, फर्नीचर, वातानुकूलन, वोल्टता स्थिरीकरण, रेफ्रिजरेटर, कूलर्स, पंखे, टी.बी. वाशिंग मशीन, छोट कन्चरटर्स, चटाइयां, कारपेट आदि जैसी छोटी मद्धे/आस्तियों संबंधी व्यय पर उपगत किसी भी व्यय पर 1-4-2004 से टैरिफ के अवधारण के लिए अतिरिक्त पूंजीकरण के लिए विचार नहीं किया जाएगा ।

टिप्पण

मद्धों की सूची दृष्टांत स्वरूप है, किन्तु सुविस्तृत नहीं है ।

(4) अनुमोदित परियोजना लागत के भीतर टैरिफ पुनरीक्षण में अतिरिक्त पूंजीकरण के प्रभाव पर आयोग द्वारा टैरिफ अवधि में केवल दो बार विचार किया जा सकेगा जिसमें अंतिम तारीख के पश्चात् पुनरीक्षण भी सम्मिलित है ।

टिप्पण 1

कार्य के मूल प्रविषय के अंतर्गत किए गए दायित्वों के कारण स्वीकृत कोई भी व्यय और तकनीकी-आर्थिक आधारों पर आस्थगित व्यय किन्तु जो कार्य के मूल प्रविषय के भीतर आते हों, विनियम 36 में उपदर्शित रीति से प्राप्त मानकीय ऋण ईक्विटी अनुपात में वितरित किया जाएगा ।

टिप्पण 2

पुरानी आस्तियों के प्रतिस्थापन पर हुए किसी भी व्यय पर ऐसे मदों के सिवाय जो इस विनियम के खंड (3) में सूचीबद्ध हैं । मूल परियोजना लागत से मूल आस्तियों के संपूर्ण मूल्य को उपलिखित करने के पश्चात् विचार किया जाएगा ।

टिप्पण 3

नए संकर्म, के कारण न कि कार्य के मूल प्रविषय में, टैरिफ के अवधारण के लिए आयोग द्वारा स्वीकृत किसी भी व्यय को विनियम 36 में उपदर्शित रीति से तय किए गए, के मानकीय ऋण ईक्विटी अनुपात पर वितरित किया जाएगा ।

टिप्पण 4

टैरिफ के अवधारण के लिए आयोग द्वारा नवीकरण और आधुनिकीकरण तथा समय विस्तारण पर स्वीकृति किसी भी व्यय के मूल पूंजी लागत से प्रतिस्थापित आस्तियों की मूल रकम को उपलिखित करने के पश्चात् विनियम 36 में उपदर्शित रीति से व्यय किए गए मानकीय ऋण ईक्विटी अनुपात पर वितरित किया जाएगा ।

35. इंफर्म ऊर्जा का विक्रय : उत्पादन कंपनी द्वारा इंफर्म ऊर्जा के विक्रय से अर्जित किसी भी राजस्व को पूंजीगत लागत में कमी के रूप में नहीं माना जाएगा और उसे राजस्व के रूप में नहीं समझा जाएगा । इंफर्म ऊर्जा के लिए दर वही होगी जो केन्द्र के प्राथमिक ऊर्जा दर की है ।

36. ऋण ईक्विटी अनुपात : (1) सभी उत्पादन केन्द्रों की दशा में, वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए ऋण ईक्विटी अनुपात 70:30 होगा। जहां ईक्विटी 30% से अधिक लगाई गई है वहां टैरिफ के अवधारण के लिए ईक्विटी की रकम 30% तक सीमित होगी और शेष रकम को मानकीय ऋण के रूप में समझा जाएगा।

परन्तु यह कि उत्पादन केन्द्र की दशा में, जहां लगाई गई वास्तविक ईक्विटी 30% से कम है, वहां वास्तविक ऋण और ईक्विटी को टैरिफ के अवधारण के लिए माना जाएगा।

(2) खंड (i) के अनुसार प्राप्त ऋण और ईक्विटी की रकम खंड का उपयोग ऋण पर ब्याज, ईक्विटी पर रिटर्न, अवक्षयण के लिए अग्रिम और विदेशी मुद्रा विनियम दर अंतर की संगणना करने के लिए किया जाएगा।

37. वार्षिक प्रभारों की संगणना : किसी हाइड्रो ऊर्जा उत्पादन केन्द्र से विद्युत के विक्रय के लिए दो तरफा (टु-पार्ट) टैरिफ में निम्नलिखित वार्षिक क्षमता प्रभारों और प्राथमिक ऊर्जा प्रभारों की वसूली सम्मिलित होगी :

(i) **क्षमता प्रभार :** क्षमता प्रभार की संगणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगी--

$$\text{क्षमता प्रभार} = (\text{वार्षिक नियत प्रभार} - \text{प्रारंभिक ऊर्जा प्रभार})$$

टिप्पण

प्राथमिक ऊर्जा प्रभार के माध्यम से वसूली वार्षिक नियत प्रभार से अधिक नहीं होगी।

(ii) **वार्षिक नियत प्रभार :** वार्षिक नियत प्रभारों में निम्नलिखित सम्मिलित होगा:--

(क) ऋण पूंजी पर ब्याज ;

(ख) अवक्षयण, जिसमें अवक्षयण के प्रति अग्रिम भी है ;

(ग) ईक्विटी पर रिटर्न ;

(घ) प्रचालन और रखरखाव संबंधी व्यय ; और

(ङ) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज ।

38. वार्षिक नियत प्रभारों की संगणना : वार्षिक नियत प्रभार निम्नलिखित आधार पर संगणित किए जाएंगे :

(i) ऋण पूंजी पर ब्याज--

(क) ऋण पूंजी पर ब्याज विनियम 36 में उपदर्शित रीति से प्राप्त बकाया ऋण पर ऋण-वार संगणित किया जाएगा ।

(ख) 1-4-2004 को बकाया ऋण विनियम 20 के अनुसार कुल ऋण और 31-3-2004 तक आयोग द्वारा यथास्वीकृत संचयी प्रतिसंदाय होगा । 2004-09 की अवधि के लिए प्रतिसंदाय मानकीय आधार पर होगा ।

(ग) उत्पादन कंपनी ऋण को स्वैप करने का हर प्रयास करेगी । यदि फायदाग्राहियों को उसका शुद्ध फायदा हो । ऐसे स्वैपिंग से सहबद्ध लगाव फायदाग्राहियों द्वारा वहन की जाएगी ।

(घ) ऋण के निबंधनों और शर्तों में परिवर्तन को ऐसे स्वैपिंग की तारीख से परावर्तित किया जाएगा ;

(ङ) किसी भी विवाद की दशा में, कोई भी पक्षकार समुचित आवेदन के साथ आयोग के पास आ सकेगा । तथापि, फायदाग्राही ऐसे किसी संदाय को नहीं रोकेंगे जिसका आदेश ऋण के स्वैपिंग से संबंधित किसी भी विवाद के लंबित रहने के दौरान उत्पादन कंपनियों को आयोग द्वारा दिया गया हो ;

(च) यदि उत्पादन कंपनियों द्वारा विलंबनाधीन अवधि प्राप्त की जाती है तो विलंबनाधीन अवधि के दौरान टैरिफ के लिए उपबंधित अवक्षयण को उन वर्षों के दौरान प्रतिसंदाय के रूप में माना जाएगा और पूंजी ऋण पर ब्याज को तदनुसार संगणित किया जाएगा ;

(छ) उत्पादन कंपनी ऋण की स्वैपिंग और ऋण पर ब्याज के मद्दे कोई भी लाभ नहीं कमाएंगे ।

(ii) अवक्षयण, जिसमें अवक्षयण के लिए अग्रिम है :

(क) अवक्षयण :

टैरिफ के प्रयोजन के लिए, अवक्षयण निम्नलिखित रीति से संगणित किया जाएगा, अर्थात् :--

(i) अवक्षयण के प्रयोजन के लिए आधार मूल्य आस्ति का ऐतिहासिक मूल्य होगा ;

(ii) अवक्षयण इन विनियमों के परिशिष्ट 2 में विहित आस्तियों और दरों के संपूर्ण उपयोग पर सीधी पद्धति के आधार पर वार्षिक रूप से संगणित किया जाएगा ।

आस्तियों का अवशिष्ट काल 10% के रूप में माना जाएगा और अवक्षयण आस्ति की ऐतिहासिक पूंजी लागत के अधिकतम 90% तक अनुज्ञात किया जाएगा । भूमि अवक्षणीय आस्ति नहीं है और इसकी लागत को आस्ति के ऐतिहासिक लागत की 90% की संगणना करते समय पूंजी लागत से अपवर्जित किया जाएगा । आस्ति के ऐतिहासिक पूंजी लागत में केन्द्रीय सरकार/ आयोग द्वारा पहले ही अनुज्ञात 31-3-2004 तक विदेशी मुद्रा विनियम दर अंतर के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण सम्मिलित है ।

(iii) संपूर्ण ऋण के प्रतिसंदाय पर शेष अवक्षयणीय मूल्य आस्ति के अतिशेष उपयोगी माल पर आंका जाएगा ।

(iv) अवक्षयण प्रचालन के पहले वर्ष से प्रभार्य होगा । वर्ष के शेष भाग के लिए प्रचालन की दशा में, अवक्षयण आनुपातिक आधार पर प्रभारित किया जाएगा ।

(ख) अवक्षयण के लिए अग्रिम

अनुज्ञेय अवक्षयण के अतिरिक्त, उत्पादन कंपनी निम्नलिखित रीति से संगणित अवक्षयण के लिए अग्रिम की हकदार होगी :--

ए ए डी = अनुसूची के अनुसार मूल्य ऋण रकम विकलन अवक्षयण के
1/10 के अधिकतम सीमा के अधीन रहते हुए, ऋण प्रतिसंदाय
रकम :

परन्तु यह कि अवक्षयण के लिए अग्रिम केवल तब अनुज्ञात किया जाएगा यदि विशिष्ट वर्ष तक संचयी संदाय उस वर्ष तक संचयी अवक्षयण से अधिक होता है :

परन्तु यह और कि अवक्षयण के लिए अग्रिम उस विशिष्ट वर्ष तक संचयी प्रतिसंदाय और संचयी अवक्षयण के बीच मतभेद तक सीमित होगा ।

(iii) ईक्विटी पर रिटर्न

ईक्विटी पर रिटर्न 14% प्रतिवर्ष की दर से विनियम 20 के अनुसार अवधारित ईक्विटी आधार पर संगणित किया जाएगा :

परन्तु यह कि विदेशी मुद्रा में विनिहित ईक्विटी पर उसी मुद्रा में विहित सीमा के लिए रिटर्न अनुज्ञात किया जाएगा और इस मद्दे संदाय, बिलिंग की देय तारीख पर विद्यमान विनियम दर पर आधारित भारतीय रूपए में किया जाएगा ।

स्पष्टीकरण

परियोजना के वित्तपोषण के लिए, विद्यमान उत्पादन कंपनी, यदि कोई हो, की मुक्त आरक्षिति से सृजित किए गए शेयर पूंजी जारी और आंतरिक संसाधनों में विनिधान करते समय उत्पादन कंपनी द्वारा जुटाए गए प्रीमियम की ईक्विटी पर रिटर्न की संगणना करने के प्रयोजन के लिए समादत्त पूंजी के रूप में भी गणना की जाएगी परन्तु ऐसी प्रीमियम रकम और आंतरिक संसाधन का उत्पादन केन्द्र के पूंजी व्यय को पूरा करने के लिए वास्तविक रूप से उपयोग किया गया है और वे अनुमोदित वित्तीय पैकेज के भाग रूप हों ।

(iv) प्रचालन और रखरखाव संबंधी व्यय

(क) प्रचालन और रखरखाव संबंधी व्यय, जिसमें ऐसे विद्यमान उत्पादन केन्द्र जो आधार वर्ष 2003-04 में 5 वर्ष या उससे अधिक के लिए प्रचालन में हैं, आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के पश्चात् संपरीक्षित तुलनपत्र पर आधारित, अप्रसामान्य प्रचालन और

रखरखाव व्यय को छोड़कर वर्ष 1998-99 से 2002-03 के लिए वास्तविक प्रचालन और रखरखाव व्यय के आधार पर व्युत्पन्न किए जाएंगे ।

वर्ष 1998-99 से 2002-03 के लिए वर्ष 2000-01 के लिए प्रचालन और रखरखाव व्ययों के रूप में माने गए ऐसे प्रसामान्य प्रचालन और रखरखाव व्यय की औसत में प्रज्ञावान जांच के पश्चात् आधार वर्ष 2003-04 के लिए प्रचालन और रखरखाव व्यय प्राप्त करने के लिए प्रतिवर्ष 4% वर्ष की दर पर वृद्धि की जाएगी ।

वर्ष 2003-04 के लिए आधार प्रचालन और रखरखाव व्ययों में टैरिफ अवधि के सुसंगत वर्ष के लिए अनुज्ञेय प्रचालन और रखरखाव व्ययों को प्राप्त करने के लिए प्रतिवर्ष 4% की दर पर और वृद्धि की जाएगी ।

(ख) ऐसे हाइड्रो, इलेक्ट्रिक उत्पादन केन्द्रों की दशा में, जो पांच वर्ष की अवधि के लिए विद्यमान नहीं है, प्रचालन और रखरखाव व्यय आयोग द्वारा यथा स्वीकृत पूंजी लागत के 1.5% पर नियत किया जाएगा और उसमें आधार वर्ष 2003-04 के लिए प्रचालन और रखरखाव व्यय प्राप्त करने के लिए पश्चात्वर्ती वर्ष से प्रतिवर्ष 4% की दर पर वृद्धि की जाएगी । यह आधार प्रचालन और रखरखाव व्ययों में सुसंगत वर्ष के लिए अनुज्ञेय प्रचालन और रखरखाव व्यय प्राप्त करने के लिए प्रति वर्ष 4% की दर पर और वृद्धि की जाएगी ।

(गं) 1-4-2004 को या उसके पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित हाइड्रो इलेक्ट्रिक उत्पादन केन्द्र की दशा में आधार प्रचालन और रखरखाव व्यय, लगाए जाने वाले वर्ष में आयोग द्वारा यथास्वीकृत वास्तविक पूंजी लागत के 1.5% पर नियत किया जाएगा और वह पश्चात्वर्ती वर्षों के लिए प्रतिवर्ष 4% की वार्षिक वृद्धि के अधधीन होगा ।

(v) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज

(क) कार्यकरण पूंजी में निम्नलिखित सम्मिलित होंगे,—

(i) एक मास के लिए प्रचालन और रखरखाव संबंधी व्यय ;

(ii) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रतिवर्ष 6% की दर से बढ़ाई गई

ऐतिहासिक लागत के 1% के रखरखाव स्पेयर ; और

(iii) मानकीय क्षमता सूचकांक पर परिकल्पित, विद्युत के विक्रय के लिए

नियत प्रभारों के दो मास के समतुल्य प्राप्य ।

(ख) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज की दर 1-4-2004 या उस वर्ष 1 अप्रैल को जिसमें उत्पादन केन्द्र वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया जाता है, जो भी बाद में हो, भारतीय स्टेट बैंक के अल्पकालिक उधार दर होगी ।

(ग) इस बात के होते हुए भी कि उत्पादन कंपनी ने किसी बाहरी अभिकरण से कार्यकरण पूंजी ऋण नहीं लिया है, कार्यकरण पूंजी पर ब्याज मानकीय आधार पर संदेय होगा ।

39. प्राथमिक और गौण ऊर्जा प्रभार : (1) प्राथमिक ऊर्जा प्रभार गृह राज्य को परिदत्त निःशुल्क ऊर्जा के लिए समायोजित करने के पश्चात्, हाइड्रो इलेक्ट्रिक ऊर्जा उत्पादन केन्द्र से भेजे जाने के लिए अनुसूचित एक्स-बस ऊर्जा पर रुपए प्रति किलोवाट प्रतिघंटे के आधार पर प्राप्त किया जाएगा ।

(2) पम्प भंडारण उत्पादन केन्द्रों के सिवाय सभी हाइड्रो इलेक्ट्रिक ऊर्जा उत्पादन केन्द्रों के लिए प्राथमिक ऊर्जा की दर संबंधित क्षेत्र के केन्द्रीय सेक्टर ताप ऊर्जा उत्पादन केन्द्र के निम्नतर परिवर्तनीय प्रभारों के बराबर होगा । प्राथमिक ऊर्जा प्रभार प्राथमिक ऊर्जा दर और केन्द्र की बिक्री योग्य ऊर्जा के आधार पर संगणित किया जाएगा :

परन्तु यह कि उत्पादन केन्द्र के वार्षिक नियत प्रभार से अधिक उपरोक्त प्राथमिक दर को लागू कर के वसूलनीय प्राथमिक ऊर्जा प्रभारों की दशा में, ऐसे उत्पादन केन्द्र के लिए प्राथमिक ऊर्जा दर निम्नलिखित सूत्र द्वारा परिकल्पित की जाएगी :

$$\text{प्राथमिक ऊर्जा प्रभार} = \frac{\text{वार्षिक नियत प्रभार}}{\text{बिक्री योग्य प्राथमिक ऊर्जा}}$$

(3) प्राथमिक ऊर्जा प्रभार = बिक्री योग्य प्राथमिक ऊर्जा x प्राथमिक ऊर्जा दर

गौण ऊर्जा दर प्राथमिक ऊर्जा दर के बराबर होगी ।

गौण ऊर्जा प्रभार = बिक्री योग्य प्राथमिक ऊर्जा x प्राथमिक ऊर्जा दर

40. प्रोत्साहन : (1) सभी उत्पादन केन्द्रों की दशा में, प्रोत्साहन संदेय होगा इसमें प्रचालन के पहले वर्ष में नए उत्पादन केन्द्रों की दशा में जब क्षमता इंडेक्स केवल नदी से

चलने वाले उत्पादन केन्द्रों के लिए 90% और तालाब या भंडारण आकार के ऊर्जा उत्पादन केन्द्रों के लिए 85% की क्षमता सूचकांक से अधिक है, भी सम्मिलित है और प्रोत्साहन 100% के अधिकतम क्षमता सूचकांक तक प्रोद्भूत होगा।

(2) प्रोत्साहन निम्नलिखित सूत्र के अनुसार उत्पादन कंपनी को संदेय होगा :

$$\text{प्रोत्साहन} = 0.65 \times \text{वार्षिक नियत लागत} \times (\text{सीआई}_{\text{एन}} - \text{सीआई}_{\text{एन}}) / 100$$

(यदि प्रोत्साहन नकारात्मक है तो यह शून्य पर सेट होगा)

जहां, सी आई_{एन} प्राप्त क्षमता इंडेक्स है और सी आई_{एन} केवल नदी से चलने वाले हाइड्रो केन्द्रों के लिए 90% और तालाब/भंडारण आकार के हाइड्रो उत्पादन केन्द्र के लिए 85% है।

(3) क्षमता इंडेक्स और गौण ऊर्जा के लिए संदाय मद्दे प्रोत्साहन प्रत्येक मद के संबंध में पृथक् रूप से वित्तीय वर्ष के प्रत्येक मास में संचयी समायोजन के अधीन रहते हुए, मासिक आधार पर संदेय होगा और अंतिम समायोजन वित्तीय वर्ष के अंत में किया जाएगा।

(4) वार्षिक आधार पर परिकलित कुल प्रोत्साहन संदाय आबंटित क्षमता पर आधारित फायदाग्राहियों द्वारा विभाजित किया जाएगा।

(5) अनुसूची से आगे हाइड्रो इलेक्ट्रिक ऊर्जा उत्पादन केन्द्रों को पूरा करने के लिए प्रोत्साहन :

यथा लागू केन्द्रीय सरकार के पहले अनुमोदन या प्राधिकरण के तकनीकी आर्थिक निर्वधन में यथा उल्लिखित अनुसूची से आगे हाइड्रो इलेक्ट्रिक ऊर्जा उत्पादन केन्द्र या उसके भाग को स्थापित करने की दशा में, उत्पादन केन्द्र अनुसूची से आगे संनिर्माण, पर प्राप्त संनिर्माण के दौरान ब्याज में आनुपातिक कटौती के बराबर रकम के लिए पात्र होगा। प्रोत्साहन उत्पादन केन्द्र के प्रचालन के पहले वर्ष के दौरान बारह बराबर मासिक किस्तों में टैरिफ के माध्यम से वसूला जाएगा। यथालागू केन्द्रीय सरकार के पहले अनुमोदन या प्राधिकरण के तकनीकी आर्थिक निर्वधन में यथा उल्लिखित लगाए जाने में विलंब की दशा में, विलंब की अवधि के लिए संनिर्माण के दौरान ब्याज को, जब तक विलंब प्राकृतिक आपदा या भौगोलिक घटना के कारण न हो, टैरिफ के प्रयोजन के लिए पूंजीकृत किए जाने के लिए अनुज्ञात नहीं किया जाएगा।

41. समझा गया उत्पादन : (1) उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से परे कारणों के कारण या बोर्ड/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की पारेषण लाइन की अनउपलब्धता के कारण या जल गिरने के परिणामस्वरूप संबद्ध प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र से बैंकिंग डाउन अनुदेशों की प्राप्ति पर उत्पादन में कमी की दशा में, ऐसे जल गिरने के कारण ऊर्जा प्रभार उत्पादन कंपनी द्वारा संदेय होंगे फायदाग्राहियों के बीच ऐसे जल गिरने के लिए ऊर्जा प्रभारों का संविभाजन उत्पादन केन्द्र की विक्री योग्य क्षमता में उनके अंश के अनुपात में किया जाएगा ।

(2) उपरोक्त रकम पर ऊर्जा प्रभार अनुज्ञेय नहीं होगा यदि वर्ष के दौरान उत्पादित ऊर्जा अभिकल्पित ऊर्जा के बराबर या उससे अधिक हो ।

42. अनुसूचित विनिमय (यू आई) : (1) वास्तविक उत्पादन या वास्तविक निकासी या अनुसूचित उत्पादन या अनुसूचित निकासी के बीच होने वाले अंतर की गणना अननुसूचित विनिमय (यूआई) प्रभार के माध्यम से की जाएगी । उत्पादन केन्द्र के लिए यू आई इसके वास्तविक उत्पादन के बराबर होगा या इसके अनुसूचित उत्पादन से कम होगा तथा फायदाग्राही के लिए अनुसूचित विनिमय इसकी कुल वास्तविक निकासी के बराबर होगा या इसकी कुल अनुसूचित निकासी से कम होगा । यू.आई प्रत्येक 15 मिनट के समय ब्लॉक के लिए निकाला जाएगा । सभी यू.आई संव्यवहारों के लिए प्रभार समय ब्लॉक की औसत फ्रिक्वेंसी पर आधारित होंगे तथा 1-4-2004 से निम्नलिखित दरे लागू होंगी :

समय ब्लॉक की औसत फ्रिक्वेंसी	यू.आई दर (पैसे प्रति किलोवाट घंटा)
50.5 एच ज्येड और उससे ऊपर	0.0
50.5 एच ज्येड से नीचे और 50.48 एच ज्येड तक	8.0
49.04 एच ज्येड से नीचे और 49.02 एच ज्येड तक	592.0
49.02 एच ज्येड से नीचे	600.0
50.5 एच ज्येड और 49.02 एच ज्येड के बीच	0.02 एच ज्येड स्टेप में लिनियर

(उपर्युक्त रेंज के भीतर प्रत्येक 0.02 एच ज्येड स्टेप 8.00 पैसे/किलोवाट प्रतिघंटा के बराबर है ।)

टिप्पण—उपरोक्त औसत फ्रिक्वेंसी रेंज और यू.आई दरें आयोग द्वारा पृथक अधिसूचना के माध्यम से परिवर्तन के अधीन रहते हुए हैं ।

(2) (i) 15 मिनट के किसी भी समय ब्लाक में घोषित क्षमता के 105% तक और संपूर्ण दिन के औसत घोषित क्षमता 101% तक औसत तक किसी भी उत्पादन को गेमिंग के रूप में समझा जाएगा और उत्पादक अनुसूचित उत्पादन से ऊपर ऐसे अधिक उत्पादन के लिए यू.आई. प्रभार का हकदार होगा ।

(ii) विहित सीमा के बाद किसी भी उत्पादन के लिए प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र अन्वेषण करेगा ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि यहां कोई गेमिंग नहीं है और यदि प्रादेशिक भार प्रेषण द्वारा कोई गेमिंग पाई जाती है तो ऐसे अतिरिक्त उत्पादन के कारण उत्पादन केन्द्र को देय तत्स्थानी यू.आई प्रभारों पर शून्य तक की कमी की जाएगी और रकम उत्पादन केन्द्र में उनकी क्षमता की हिस्सेदारी के अनुपात में फायदाग्राहियों के यू.आई खाते में समायोजित की जाएगी ।

43. रिबेट : निरूपण पर प्रत्ययपत्र के माध्यम से क्षमता प्रभारों और ऊर्जा प्रभारों के बिलों के संदाय के लिए, 2% की रिबेट अनुज्ञात की जाएगी । यदि संदाय प्रत्यय-पत्र से भिन्न रीति से किन्तु उत्पादन कंपनी द्वारा बिलों को प्रस्तुत किए जाने के एक मास के भीतर किया जाता है तो 1% की रिबेट अनुज्ञात की जाएगी ।

44. विलंब से संदाय करने पर अधिभार : यदि फायदाग्राहियों द्वारा क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार के बिलों का संदाय करने में बिलिंग की तारीख से 1 मास की अवधि के बाद विलंब किया जाता है तो उत्पादन कंपनी द्वारा 1.25% की दर से प्रतिमास विलंब संदाय अधिभार उद्गृहीत किया जाएगा ।

45. अनुसूची तैयार करना : भारतीय विद्युत ग्रिड के उपबंधों के साथ पठित, अनुसूची तैयार करने की पद्धति और संगणित उपलब्धता की पद्धति निम्नानुसार होगी :

(i) उत्पादक अपने उत्पादन केन्द्र की क्षमता की अग्रिम घोषणा देगा । घोषणा उस क्षमता के लिए होगी जो केन्द्रों के तालाब और भंडारण आकार के लिए और

केवल नदी से चलने वाले केन्द्रों के सभी समय ब्लकों के लिए 24 घंटे की अवधि के भीतर 3 घंटे से अन्यून समय अवधि हेतु वास्तविक रूप से उपलब्ध कराया जा सकती हो ।

(ii) उत्पादक आगामी दिन के लिए घोषित क्षमता और अन्य ऊर्जा एक्स-बस की सूचना देगा चाहे वह अधिकतम उपलब्ध क्षमता के साथ एक दिन के लिए एक अंक में हो या एक दिन की विभिन्न अवधियों के लिए विभिन्न अंकों के रूप में हो ।

घोषणा में सिंचाई, पेयजल, औद्योगिक, पर्यावरणीय प्रतिफल, आदि के कारण जल के उपयोग संबंधी निर्बंधनों के कारण विनिर्दिष्ट समय अवधि के दौरान उत्पादन पर सीमाएं भी सम्मिलित हैं ।

(iii) क्षमता की घोषणा या उसे पुनरीक्षित करते समय, उत्पादक टह सुनिश्चित करेगा कि घोषित क्षमता व्यस्ततम समय के दौरान अन्य समय की तुलना में कम नहीं होगी । तथापि, यूनिटों के बलपूर्वक आऊटेज के परिणामस्वरूप, यूनिट के ट्रिप करने/पुनःसमक्रमण की दशा में, इस नियम के लिए अपवाद को अनुज्ञात किया जाएगा ;

(iv) उत्पादन अनुसूची, भारतीय विद्युत ग्रिड कोड में यथा अनुबद्ध प्रचालन संबंधी प्रक्रिया के अनुसार तैयार की जाएगी ।

(v) उत्पादक की घोषणा के आधार पर, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र फायदाग्राहियों को अपने श्रेयों की सूचना देगा जिनमें से वे अपनी अध्यपेक्षा करेंगे ।

(vi) फायदाग्राहियों द्वारा दी गई अध्यपेक्षा के आधार पर और उत्पादन में कोई फेरफार करने पर तकनीकी सीमाओं को ध्यान में रखते हुए और पारेषण प्रणाली संबंधी कठिनाइयों यदि कोई हो, पर ध्यान देते हुए, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र किफायती उत्पादन अनुसूची और निकासी अनुसूची को तैयार करेगा और उसकी सूचना उत्पादक और फायदाग्राहियों को देगा ।

प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र दीर्घकालीन और अल्पकालीन (दैनिक अनुसूची) दोनों के आकस्मिक व्यय को पूरा करने के लिए प्रक्रिया भी तैयार करेगा ।

(vii) अनुसूची उत्पादन और वास्तविक उत्पादन, उत्पादन केन्द्र पर एक्स बस होगा। फायदाग्राहियों के लिए, अनुसूचित और वास्तविक कुल निकासी उनके अपने-अपने प्राप्त करने वाले स्थानों पर होगी।

(viii) फायदाग्राहियों की कुल निकासी अनुसूची की संगणना करने के लिए, पारेषण हानियां को, उनकी निकासी अनुसूची में विभाजित किया जाएगा : तथापि, यह कि परिमार्जिन अपने-अपने प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र की तैयारी पर भविष्य में निर्भर करते हुए आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाएगा ;

(ix) यूनिट के बललोप की दशा में, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र पुनरीक्षित घोषित क्षमता के आधार पर अनुसूचियों को पुनरीक्षित करेगा। पुनरीक्षित घोषित क्षमता और पुनरीक्षित अनुसूची ऐसे समय ब्लाकों की, जिसमें उत्पादक द्वारा पुनरीक्षण करने की सलाह दी जाती है। गणना करते हुए चौथे समय ब्लाक से ही प्रभावी होगी।

(x) यदि पारेषण प्रणाली, सहबद्ध स्विचयार्ड और केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता (प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा यथाप्रमाणित) के स्वामित्वाधीन उपकेन्द्रों में कोई कठिनाई, लोप, असफलता या बाधा आने के कारण ऊर्जा के निष्क्रमण की दशा में, उत्पादन में कमी करना आवश्यक हो जाए तो प्रादेशिक प्रेषण केन्द्र अनुसूची को पुनरीक्षित करेंगे जो कि चौथे समयखंड से प्रभावी होगी और इसकी गणना उस समय खंड से की जाएगी जिसमें विद्युत में बाधा आएगी। ऐसे पहले, दूसरे और तीसरे समय ब्लाकों की दशा में भी, उत्पादन केन्द्र के अनुसूचित उत्पादन को वास्तविक उत्पादन के बराबर किए जाने के लिए पुनरीक्षित किया गया समझा जाएगा और फायदाग्राहियों की अनुसूचित निकासी को भी उनकी वास्तविक निकासी के बराबर किए जाने के लिए पुनरीक्षित किया गया समझा जाएगा।

(xi) किसी भी ग्रिड में बाधा आने की दशा में, सभी उत्पादन केन्द्रों का अनुसूचित उत्पादन और सभी फायदाग्राहियों की अनुसूचित निकासी ग्रिड में बाधा आने से प्रभावित सभी समय ब्लाकों के लिए वास्तविक उत्पादन/निकासी के बराबर किए जाने के लिए संशोधित की जाएगी। ग्रिड बाधा और उसकी अवधि का प्रमाणन प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दिया जाएगा।

(xii) उत्पादक (उत्पादको) द्वारा घोषित क्षमता के पुनरीक्षण और उस दिन की शेष अवधि के लिए फायदाग्राहियों की अध्यपेक्षा को अग्रिम में सूचना द्वारा भी अनुज्ञात किया जाएगा। ऐसे मामलों में, पुनरीक्षित अनुसूची घोषित क्षमता चौथे समय ब्लाक से प्रभावी हो जाएगी जिनकी गणना ऐसे समय ब्लाक में की जाएगी जिसमें प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र को एक बार पुनरीक्षण का अनुरोध प्राप्त हो गया हो।

(xiii) यदि किसी भी समय, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र को यह प्रतीत होता है कि उचित प्रणाली प्रचालन के हित में अनुसूची का पुनरीक्षित करना आवश्यक है तो वह स्वयं ऐसा कर सकता है और ऐसे मामलों में, पुनरीक्षित अनुसूची ऐसे चौथे समय ब्लाक से प्रभावी हो जाएगी जिसकी गणना ऐसे समय ब्लाक में की जाएगी जिसमें प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा एक बार पुनरीक्षित अनुसूची जारी की जाती है।

(xiv) प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा जारी/पुनरीक्षित की गई उत्पादन अनुसूची और निकासी अनुसूची संचार सफलता को ध्यान में लाए बिना, अभिहित समय ब्लाक से प्रभावी हो जाएगी।

(xv) अनुसूचित उत्पादन के पुनरीक्षण, जिसमें कार्योत्तर किया जाने वाला पुनरीक्षण भी सम्मिलित है, के लिए फायदाग्राहियों की अनुसूचित निकासी का तत्स्थानी पुनरीक्षण किया जाएगा।

(xvi) समय यान पर सम्यक् रूप से ध्यान रखते हुए, अनुसूची में परिवर्तन करने के संबंध में, संचार को अभिलिखित करने की प्रक्रिया केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता द्वारा तैयार की जाएगी।

(xvii) केवल नदी से चलने वाले ऊर्जा केन्द्र

क्योंकि ऐसे स्टेशनों में उत्पादन के परिवर्तन से रिसाव हो सकेगा इसलिए इन्हें आवश्यक रूप से चलने वाले केन्द्र समझा जाएगा। अधिक भार क्षमता को सम्यक् रूप से ध्यान में रखते हुए अधिकतम उपलब्ध क्षमता बराबर होनी चाहिए या उससे उच्चतर हो जो उपलब्ध जल के पूर्व उपयोग करने के लिए अपेक्षित हो।

(xviii) तालाब और भंडारण आकार के ऊर्जा केन्द्र के साथ नदी से चलने वाले उत्पादन केन्द्र

ये हाइड्रो केन्द्र प्रणाली व्यस्ततम भाग को पूरा करने के लिए व्यस्ततम घंटों के दौरान प्रचालित करने के लिए अभिकल्पित किए जाते हैं। दिन के लिए घोषित केन्द्र की अधिकतम उपलब्ध क्षमता, संस्थापित क्षमता जिसमें अधिक भार क्षमता भी है, के बराबर होगी और जिसमें जलाशय स्तर के लिए परिशोधित सहायक उपभोग और ट्रांसफारमेशन हानियां नहीं हैं। प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र यह सुनिश्चित करेंगे कि केन्द्रों में इस प्रकार की उत्पादन अनुसूचियां तैयार की जाती हैं और केन्द्र विनिर्दिष्ट प्रणाली अपेक्षा/अवरोधों के सिवाय उपलब्ध हाइड्रो ऊर्जा के अधिकतम उपयोग के लिए भेजते हैं।

46. घोषित क्षमता का प्रदर्शन : (1) उत्पादन कंपनी से यह अपेक्षा की जा सकेगी कि वह उस क्षेत्र, जिसमें उत्पादन केन्द्र अवस्थित है के प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा, कभी भी प्रदर्शन करने के लिए कहने पर उत्पादन केन्द्र की घोषित क्षमता का प्रदर्शन करेगा। यदि उत्पादन कंपनी घोषित क्षमता का प्रदर्शन करने में असफल रहती है तो जनरेटर के कारण क्षमता प्रभार में, शास्ति के रूप में कमी की जाएगी।

(2) एक दिन में किसी अवधि या ब्लाक के लिए पहली गलत घोषणा हेतु शास्ति की मात्रा तत्स्थानी दो दिनों के नियत प्रभारों के रूप में प्रभारित की जाएगी। दूसरी गलत घोषणा के लिए शास्ति चार दिनों के लिए नियत प्रभारों के बराबर होगी और पश्चात्पूर्ति गलत घोषणा के लिए, शास्ति ज्यामीतीय क्रम में गुणात्मक रूप में होगी।

(3) उत्पादन केन्द्र की प्रचालन लॉग पुस्तिका, यथास्थिति, प्रादेशिक विद्युत बोर्ड या प्रादेशिक ऊर्जा समिति के पुनर्विलोकन के लिए उपलब्ध रहेगी। इस पुस्तिका में मशीन प्रचालन और उनके रखरखाव जलाशय स्तर पर रिसाव गेट प्रचालन का अभिलेख रखा जाएगा।

47. मीटरिंग और लेखांकन : मीटर की व्यवस्था, जिसमें संस्थापन परीक्षण और प्रचालन भी सम्मिलित है, तथा मीटरों का रखरखाव और संग्रहण, परिवहन तथा ऊर्जा एक्सचेंजों और 15 मिनट के समय ब्लाक के आधार पर औसत फ्रिक्वेंसी के लेखांकन के लिए अपेक्षित आंकड़ों का प्रक्रमण केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता/प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों द्वारा प्रदान रखा जाएगा। सभी संबंधित उपयोगिताएं (जिनके परिसरों में विशेष ऊर्जा मीटर लगाए गए हैं) केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता/प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों के साथ पूर्ण सहयोग

करेंगी और प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों को साप्ताहिक मीटर की रीडिंग लेने और उनको देने में सहायता प्रदान करेंगी । विद्युत और यू.आई प्रभारों के लिए प्रादेशिक लेखा जारी करेंगे । यू.आई लेखांकन प्रक्रिया आयोग के आदेश द्वारा शासित होगी ।

48. बिल तैयार करने और क्षमता प्रभारों का संदाय—बिल तैयार करने और क्षमता प्रभारों का संदाय निम्नलिखित रीति से मासिक आधार पर किया जाएगा :

(i) कुल बिक्री योग्य क्षमता में अपनी प्रतिशतता अंश के लिए अनुपात में क्षमता प्रभारों का संदान करेगा । बिक्री योग्य क्षमता से कुल क्षमता-गृह राज्य, यदि कोई हो, की निःशुल्क क्षमता अभिप्रेत है ।

टिप्पण 1

केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन केन्द्रों की कुल क्षमता का आबंटन समय समय पर केन्द्रीय सरकार द्वारा किया जाता है जो कि अनाबंटित भाग होता है । केन्द्रीय सरकार द्वारा किया गया अनाबंटित भाग का आबंटन समय-समय पर कुल अनाबंटित क्षमता के लिए किया जाता है और इसे प्रभावी करने के लिए सदस्य, सचिव, प्रादेशिक विद्युत बोर्ड/प्रादेशिक ऊर्जा समिति द्वारा अग्रिम में आबंटन को ऐसे परिवर्तन की कम से कम तीन दिन पूर्व अधिसूचित किया जाएगा । किसी भी फायदाग्राही का कुल क्षमता अंश, उसकी क्षमता अंश और अनाबंटित भाग में से आबंटन के बराबर होगा । केन्द्रीय सरकार द्वारा अनाबंटित ऊर्जा के कोई विनिर्दिष्ट वितरण के अभाव में अनाबंटित ऊर्जा में यथा आबंटित अंश के उसी अनुपात में अनाबंटित अंश को जोड़ दिया जाएगा ।

टिप्पण 2

फायदाग्राही क्षेत्र के भीतर/बाहर राज्यों को आबंटित शेयर का भाग देने का प्रस्ताव कर सकेंगे । ऐसे मामलों में, विद्युत अंतरण की तकनीकी साध्यता पर निर्भर रहते हुए और ऐसे अंतरणों के लिए क्षेत्र के भीतर/बाहर किसी अन्य राज्य के साथ उत्पादन कंपनी द्वारा विनिर्दिष्ट करार किए जाने पर, फायदाग्राहियों के शेयर केन्द्रीय सरकार द्वारा विनिर्दिष्ट अवधि के लिए पुनःआबंटित किए जा सकेंगे । जब ऐसा पुनःआबंटन किया जाता है तो ऐसे फायदाग्राही, जो शेयर को अभ्यर्पित करते हैं, अभ्यर्पित शेयर के लिए क्षमता प्रभारों का संदाय करने का दायी होगा और यथा

उपरोक्त अभ्यर्पित क्षमता और पुनःआबंटित करने के लिए क्षमता प्रभार उन राज्य (राज्यों) द्वारा संदत्त किए जाएंगे जिनकी अभ्यर्पित क्षमता आबंटित की गई है। यथा उपरोक्त क्षमता की पुनःआबंटित अवधि के सिवाय, उत्पादन केन्द्र के फायदाग्राही आबंटित क्षमता शेयरों के अनुसार, पूर्व नियत प्रभारों का संदाय निरंतर करेंगे। ऐसे किसी पुनःआबंटन को प्रभावी करने के लिए सदस्य, सचिव, प्रादेशिक विद्युत बोर्ड/प्रादेशिक ऊर्जा समिति द्वारा अग्रिम में ऐसे आबंटन को कम से कम तीन दिन पूर्व अधिसूचित किया जाएगा।

(ii) फायदाग्राहियों को अपनी क्षमता का उपयोग करने के लिए किसी भी प्रकार का संव्यवहार करने हेतु पूर्ण स्वतंत्रता होगी। ऐसे मामले में, ऐसे फायदाग्राही, जिसके पास उत्पादन केन्द्र की क्षमता में आबंटन है, अपनी क्षमता शेयर से सभी अपने अनुसूचित और अनुसूचित संव्यवहार के लिए क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार (जिसमें उनके द्वारा किए गए संव्यवहार के अंतर्गत ऊर्जा का विक्रय भी है) के पूर्व संदाय के लिए दायी होंगे।

(iii) यदि कोई क्षमता की दिन प्रतिदिन के प्रचालन के दौरान अध्यपेक्षा नहीं की जाती है, तो ऐसे मामले में, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र क्षेत्र और अन्य प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र में सभी फायदाग्राहियों को सलाह देगा जिससे कि ऐसी क्षमता की, प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र को सूचना के अन्तर्गत, संबंधित उत्पादन कंपनी या संबंधित फायदाग्राही (फायदाग्राहियों) के साथ द्विपक्षीय ठहराव के माध्यम से अध्यपेक्षा की जा सकेगी।

पुनःअध्यपेक्षा क्षमता के बारे में सूचना को प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्रों द्वारा उनको अपनी-अपनी वेबसाइट के माध्यम से भी उपलब्ध कराई जाएगी।

(iv) क्षमता प्रभार फायदाग्राही (फायदाग्राहियों) द्वारा, जिसमें उत्पादन कंपनी के क्षेत्र के बाहर के भी सम्मिलित है, निम्नलिखित सूत्र के अनुसार प्रत्येक मास और संबंधित उत्पादन केन्द्र में अपने-अपने अंशों के अनुपात में संदत्त किए जाएंगे :

$$\text{ए सी सी}_1 = \text{ए एफ सी} - (\text{एस पी ई}_1 + \text{डी ई 2 से 12 मास}) * \text{प्राथमिक ऊर्जा दर}$$

$$\text{ए सी सी}_2 = \text{ए एफ सी} - (\text{एस पी ई}_2 + \text{डी ई 3 से 12 मास}) * \text{प्राथमिक ऊर्जा दर}$$

ए सी सी₃ = ए एफ सी - (एस पी ई₃ + डी ई 4 से 12 मास) * प्राथमिक ऊर्जा दर.

ए सी सी₄ = ए एफ सी - (एस पी ई₄ + डी ई 5 से 12 मास) * प्राथमिक ऊर्जा दर

ए सी सी₅ = ए एफ सी - (एस पी ई₅ + डी ई 6 से 12 मास) * प्राथमिक ऊर्जा दर

ए सी सी₆ = ए एफ सी - (एस पी ई₆ + डी ई 7 से 12 मास) * प्राथमिक ऊर्जा दर

ए सी सी₇ = ए एफ सी - (एस पी ई₇ + डी ई 8 से 12 मास) * प्राथमिक ऊर्जा दर

ए सी सी₈ = ए एफ सी - (एस पी ई₈ + डी ई 9 से 12 मास) * प्राथमिक ऊर्जा दर

ए सी सी₉ = ए एफ सी - (एस पी ई₉ + डी ई 10 से 12 मास) * प्राथमिक ऊर्जा दर

ए सी सी₁₀ = ए एफ सी - (एस पी ई₁₀ + डी ई 11 से 12 मास) * प्राथमिक ऊर्जा दर

ए सी सी₁₁ = ए एफ सी - (एस पी ई₁₁ + डी ई 12 मास) * प्राथमिक ऊर्जा दर

ए सी सी₁₂ = (ए एफ सी - (एस पी ई₁₂)) * प्राथमिक ऊर्जा दर

जहां,

ए एफ सी = वार्षिक नियत प्रभार ए सी सी₁, ए सी सी₂, ए सी सी₃, ए सी सी₄, ए सी सी₅, ए सी सी₆, ए सी सी₇, ए सी सी₈, ए सी सी₉, ए सी सी₁₀, ए सी सी₁₁, और ए सी सी₁₂ क्रमशः पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे, पांचवे, छठे, सातवें, आठवें, नौवें, दसवें, ग्यारवें, और बारहवें मास की समाप्ति तक की संचयी अवधि के लिए वार्षिक क्षमता प्रभार की रकम है।

एस पी ई₁, एस पी ई₂, एस पी ई₃, एस पी ई₁₂ क्रमशः वर्ष के पहले, दूसरे, तीसरे बारहवें मास तक एक्स-बस अनुसूचित प्राथमिक ऊर्जा मूल्य है।

$$\text{सीसी 1} = \text{एसीसी}_1 \times \frac{\text{डीई}_1}{\text{डीई}}$$

$$\text{सीसी 2} = \text{एसीसी}_2 \times \frac{\text{डीई}_2}{\text{डीई}}$$

$$\text{सीसी 3} = \text{एसीसी}_3 \times \frac{\text{डीई}_3}{\text{डीई}}$$

$$\text{सीसी 4} = \text{एसीसी}_4 \times \frac{\text{डीई}_4}{\text{डीई}}$$

$$\text{सीसी 5} = \text{एसीसी}_5 \times \frac{\text{डीई}_5}{\text{डीई}}$$

$$\text{सीसी 6} = \text{एसीसी}_6 \times \frac{\text{डीई}_6}{\text{डीई}}$$

$$\text{सीसी 7} = \text{एसीसी}_7 \times \frac{\text{डीई}_7}{\text{डीई}}$$

$$\text{सीसी 8} = \text{एसीसी}_8 \times \frac{\text{डीई}_8}{\text{डीई}}$$

$$\text{सीसी 9} = \text{एसीसी}_9 \times \frac{\text{डीई}_9}{\text{डीई}}$$

$$\text{सीसी 10} = \text{एसीसी}_{10} \times \frac{\text{डीई}_{10}}{\text{डीई}}$$

$$\text{सीसी 11} = \text{एसीसी}_{11} \times \frac{\text{डीई}_{11}}{\text{डीई}}$$

$$\text{सीसी 12} = \text{एसीसी}_{12} \times \frac{\text{डीई}_{12}}{\text{डीई}}$$

जहां

सीसी 1, सीसी 2, सीसी 3..... सीसी 12 क्रमशः वर्ष के पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे बारहवें मास तक मासिक क्षमता प्रभार है ।

डी ई = वार्षिक डिजाइन ऊर्जा

डी ई 1, डी ई 2, डी ई 3..... डी ई 12 क्रमशः वर्ष के पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे बारहवें मास तक एक्स-बस डिजाइन ऊर्जा मूल्य है ।

निम्नलिखित के लिए जनरेटरों को संदेय कुल क्षमता प्रभार :

पहले मास = (सी सी 1)

दूसरे मास = (सी सी 2 - सी सी 1)

तीसरे मास = (सी सी 3 - सी सी 2)

चौथे मास = (सी सी 4 - सी सी 3)

पांचवें मास = (सी सी 5 - सी सी 4)

छठे मास = (सी सी 6 - सी सी 5)

सातवें मास = (सी सी 7 - सी सी 6)

आठवें मास = (सी सी 8 - सी सी 7)

नौवें मास = (सी सी 9 - सी सी 8)

दसवें मास = (सी सी 10 - सी सी 9)

ग्यारहवें मास = (सी सी 11- सी सी 10)

बारहवें मास = (सी सी 12- सी सी 11)

और ऐसे प्रत्येक फायदाग्राही, जिनके पास उत्पादन केन्द्र की क्षमता में फर्म

आबंटन है, निम्नलिखित का संदाय करेंगे :

पहले मास = [एसीसी 1 x डब्ल्यूबी 1]/ 100

दूसरी मास=[एसीसी 2 x डब्ल्यूबी 2- x एसीसी 1 x डब्ल्यूबी 1]/ 100

तीसरी मास = [एसीसी 3 x डब्ल्यूबी 3- x एसीसी 2 x डब्ल्यूबी 2]/ 100

चौथे मास = [एसीसी 4 x डब्ल्यूबी 4- x एसीसी 3 x डब्ल्यूबी 3]/ 100

पांचवें मास = [एसीसी 5 x डब्ल्यूबी 5- x एसीसी 4 x डब्ल्यूबी 4]/ 100

छठे मास = [एसीसी 6 x डब्ल्यूबी 6- x एसीसी 5 x डब्ल्यूबी 5]/ 100

सातवें मास = [एसीसी 7 x डब्ल्यूबी 7- x एसीसी 6 x डब्ल्यूबी 6]/ 100

आठवें मास = [एसीसी 8 x डब्ल्यूबी 8- x एसीसी 7 x डब्ल्यूबी 7]/ 100

नौवें मास = [एसीसी 9 x डब्ल्यूबी 9- x एसीसी 8 x डब्ल्यूबी 8]/ 100

दसवें मास = [एसीसी 10 x डब्ल्यूबी 10- x एसीसी 9 x डब्ल्यूबी 9]/ 100

ग्यारहवें मास = [एसीसी 11x डब्ल्यूबी 11-x एसीसी 10 x डब्ल्यूबी 10]/ 100

बारहवें मास = [एसीसी 12 x डब्ल्यूबी 12-x एसीसी 11 x डब्ल्यूबी 11]/ 100

जहां--

डब्ल्यूबी 1, डब्ल्यूबी 2, डब्ल्यूबी 3, डब्ल्यूबी 4, डब्ल्यूबी 5, डब्ल्यूबी 6, डब्ल्यूबी 7, डब्ल्यूबी 8, डब्ल्यूबी 9, डब्ल्यूबी 10, डब्ल्यूबी 11 और डब्ल्यूबी 12 क्रमशः पहला, दूसरा, तीसरा, चौथा, पांचवां, छठवां, सातवां, आठवां, नौवां, दसवां, ग्यारहवां और बारहवें मास तक की संचित अवधि के दौरान फायदाग्राही की आबंटित क्षमता शेयर की भारित औसत प्रतिशतता है ।

अध्याय 4

अंतर-राज्यिक पारेषण

49. परिभाषाएं : इस अध्याय के प्रयोजन के लिए, जब तक संदर्भ से अन्यथा अभिप्रेत है, —

(i) “अधिनियम” से विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) अभिप्रेत है ;

(ii) “अतिरिक्त पूंजीकरण” से पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् वास्तविक रूप से उपगत और विनियम 53 के उपबंधों के अधीन रहते हुए आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच करने के पश्चात् स्वीकार किया गया पूंजी व्यय अभिप्रेत है ;

(iii) “आबंटित पारेषण क्षमता” से सामान्य परिस्थितियों के अधीन अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली संबंधी दीर्घकालिक ग्राहकों को आबंटित निकासी के व्यादेश विनिर्दिष्ट स्थानों या स्थानों के बीच मेगावाट में ऊर्जा अंतरण अभिप्रेत है और “पारेषण के आबंटन” पद का तदनुसार अर्थ लगाया जाएगा ;

दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक आबंटित पारेषण क्षमता आईएसजीएस और संविदागत ऊर्जा, यदि कोई हो, से दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक को आबंटित उत्पादन क्षमता का योग होगी ।

(iv) “प्राधिकरण” से अधिनियम की धारा 70 में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण अभिप्रेत है

(v) दी गई अवधि के लिए पारेषण प्रणाली के संबंध में, “उपलब्धता” से ऐसे घंटों में समय अभिप्रेत है जिसके दौरान उस अवधि में पारेषण प्रणाली उसकी रेटिंग बोल्डता पर पारेषण विद्युत के लिए समर्थ है और वह दी गई अवधि में कुल घंटों के प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा और इस विनियमों के परिशिष्ट 3 में अंतर्विष्ट प्रक्रिया के अनुसार संगणित किया जाएगा ;

(vi) “आयोग” से अधिनियम की धारा 76 में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है ;

(vii) “संविदागत ऊर्जा” से मेगावाट में ऊर्जा अभिप्रेत है जिस पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उसे करने के लिए सहमत हो गया है या जिसे पारेषण अनुज्ञप्तिधारी क्षेत्र से बाहर आई एसपीएस से फर्म आबंटन के रूप में या आयातित और निर्यातित उपयोगिता के बीच दीर्घकालिक करार करने के लिए अभिप्रेत है ;

(viii) “अंतिम तारीख” से पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के एक वर्ष के पश्चात् समाप्त होने वाला प्रथम वित्तीय वर्ष की तारीख अभिप्रेत है ;

(ix) “वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख” या “सीओडी” से परियोजना या उसके भाग को उसकी रेटिंग वोल्टता स्तर या उस तारीख को, जिसको यह पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रभारित करने के लिए तैयार घोषित की जाती है किन्तु जो प्रदायकर्ता या संविदाकारों द्वारा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के लिए न माने जा सकने वाले कारणों के लिए प्रभारित किए जाने में समर्थ नहीं है, सात दिन में प्रभारित करने वाली तारीख अभिप्रेत है :

परन्तु यह कि वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, जब तक पारस्परिक रूप से तय नहीं किया गया हो, यथास्थिति, कार्यान्वयन करार या पारेषण सेवा करार या विनिधान अनुमोदन में अभिलिखित वाणिज्यिक प्रचालन की अनुसूचित तारीख की पूर्व तारीख नहीं होगी ;

(x) “विद्यमान परियोजना” से 1-4-2004 के पूर्व की तारीख से वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित परियोजना अभिप्रेत है ;

(xi) “कार्यान्वयन करार” से करार-संविदा या समझौता-ज्ञापन या कोई ऐसी प्रसंविदा अभिप्रेत है जो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और परियोजना के संनिर्माण के लिए दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों के बीच हुई हों ;

(xii) “अंतर-राज्य उत्पादन केन्द्र” या “आई एस जी एस” का वही अर्थ होगा जो आयोग द्वारा अनुमोदित/अधिसूचित भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता में है ;

(xiii) दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जो पच्चीस वर्ष या उससे अधिक की अवधि के लिए अंतर-राज्य पारेषण प्रणाली की पहुंच प्राप्त कर रहा है या प्राप्त करने के लिए आशयित है ;

(xiv) “मूल परियोजना लागत” से टैरिफ के अवधारण के लिए आयोग द्वारा यथा स्वीकृत अंतिम की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के एक वर्ष के पश्चात् समाप्त होने वाले पहले वित्तीय वर्ष तक परियोजना की मूल परिधि के रूप में पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उपगत वास्तविक व्यय अभिप्रेत हैं ;

(xv) “प्रचालन और रखरखाव व्यय” या “ओ एंड एम व्यय” से पारेषण प्रणाली, जिसमें उसके भाग भी हैं, के प्रचालन और रखरखाव में उपगत व्यय अभिप्रेत है और इसमें मानवशक्ति, मरम्मत, पुर्जे, उपभोग्य वस्तुएं, बीमा और अन्य वस्तुएं सम्मिलित हैं ;

(xvi) “परियोजना” में विनिर्दिष्ट पारेषण लाइन, उपकेन्द्र और सहबद्ध उपस्कर में समाविष्ट पारेषण प्रणाली सम्मिलित है ;

(xvii) “रेटित वोल्टता” से ऐसी विनिर्माता डिजाइन वोल्टेज अभिप्रेत है जिस पर पारेषण प्रणाली ऐसी निम्न वोल्टता, जिस पर दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों के परामर्श से तत्समय लाइन प्रभारित की जाती है ;

(xviii) “अल्पकालिक पारेषण ग्राहक” से दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक से भिन्न पारेषण ग्राहक अभिप्रेत है ;

(xix) “पारेषण सेवा करार” से करार, संविदा, समझौता-ज्ञापन या कोई ऐसी प्रसंविदा अभिप्रेत है जिस पर पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और परियोजना के प्रचालनात्मक प्रक्रम के लिए दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों के बीच करार हुआ है ;

(xx) “पारेषण अनुज्ञप्तिधारी” से ऐसा व्यक्ति अभिप्रेत है जिसे विद्युत के अंतर-राज्यिक पारेषण के लिए अनुज्ञप्ति प्रदान की गई है और इसमें विद्युत के अंतर-राज्यिक पारेषण के लिए पारेषण अनुज्ञप्तिधारी समझे जाने वाला व्यक्ति भी सम्मिलित है ;

(xxi) “पारेषण प्रणाली” से सहबद्ध उपकेन्द्रों के साथ लाइनें या सहबद्ध उपकेन्द्रों के साथ-साथ अंतर-संबद्ध लाइनों का समूह अभिप्रेत है और अवधि में पारेषण लाइन और उपकेन्द्रों से सहबद्ध उपस्कर सम्मिलित है ;

(xxii) “वर्ष” से वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है ।

50. उपकेन्द्र में सहायक ऊर्जा खपत**(क) ए.सी. प्रणाली**

वातानुकूलन, प्रकाश, तकनीकी खपत आदि के प्रयोजन के लिए ए.सी. उपकेन्द्रों में सहायक ऊर्जा खपत के लिए प्रभार पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इसके मानकीय प्रचालन और रखरखाव व्यय के रूप में वहन किए जाएंगे ;

(ख) एच वी डी सी उपकेन्द्र के लिए

एचवीडीसी उपकेन्द्रों में सहायक ऊर्जा खपत के लिए, केन्द्रीय सरकार एक या उससे अधिक आईएसजीएस से समुचित अंश आबंटित कर सकेगी । ऐसी ऊर्जा के लिए क्षमता और ऊर्जा प्रभार इसके मानकीय प्रचालन और रखरखाव व्यय के भाग के रूप में पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा वहन किए जाएंगे ।

51. पूर्ण पारेषण प्रभारों की वसूली के लिए लक्ष्य उपलब्धता

(1) एसी प्रणाली : 98%

(2) एचवीडीसी बाई-पोल लिंग और एबवीडीसी बैक-टू-बैक केन्द्र : 95%

टिप्पण 1

लक्ष्य उपलब्धता के स्तर से नीचे नियत प्रभारों की वसूली अनुपातिक आधार पर होगी । शून्य उपलब्धता पर, कोई नियत प्रभार संदेय नहीं होगा ।

टिप्पण 2

लक्ष्य उपलब्धता परिशिष्ट 3 में दी गई प्रक्रिया के अनुसार संगणित की जाएगी ।

52. पूंजी लागत : (1) आयोग की प्रज्ञावान जांच के अधीन रहते हुए, परियोजना के पूरा होने पर उपगत वास्तविक व्यय अंतिम टैरिफ के अवधारण के आधार पर होगा । अंतिम टैरिफ उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वास्तविक रूप से उपगत स्वीकृत पूंजी व्यय के आधार पर अवधारित किया जाएगा और इसमें अंतिम तारीख को मूल परियोजना लागत के 1.5% अधिकतम संनियम के अधीन रहते हुए, आरंभिक पूंजी पुर्जे सम्मिलित होंगे :

परन्तु यह कि जहां वास्तविक व्यय की अधिकतम सीमा प्रदान करने हेतु उत्पादन कंपनी और फायदाग्राहियों के बीच कोई ऊर्जा क्रय करार हुआ हो वहां टैरिफ के अवधारण के लिए पूंजी व्यय ऐसी अधिकतम सीमा से अधिक नहीं होगा ।

(2) विद्यमान उत्पादन केन्द्रों की दशा में, 1-4-2004 से पूर्व आयोग द्वारा स्वीकृत परियोजना लागत टैरिफ के अवधारण के आधार पर होगी ।

टिप्पण

आयोग द्वारा प्राक्कलित परियोजना लागत की संवीक्षा टैरिफ के अवधारण के प्रयोजनों के लिए पूंजी लागत की युक्तियुक्तता, वित्तीय योजना, संनिर्माण के दौरान ब्याज, दक्ष तकनीकी का उपयोग और ऐसे अन्य विषयों तक सीमित होगी ।

53. अतिरिक्त पूंजीकरण : (1) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् और अंतिम तारीख तक वास्तविक रूप से उपगत कार्य की मूल परिधि के भीतर निम्नलिखित पूंजी व्यय आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के अधीन रहते हुए, स्वीकार किया जा सकेगा,—

- (i) आस्थगित दायित्व ;
- (ii) निष्पादन के लिए आस्थगित संकर्म ;
- (iii) विनियम 52 में विनिर्दिष्ट सीमा के अधीन रहते हुए, कार्य की मूल परिधि में आरंभिक पूंजी पुर्जों की उपाप्ति ;
- (iv) माध्यस्थम् के पंचाट को पूरा करने या न्यायालय के आदेश या डिक्री के अनुपालन में ; और
- (v) विधि में परिवर्तन के कारण :

परन्तु यह कि व्यय के प्राक्कलन सहित संकर्म की मूल परिधि अंतिम टैरिफ के लिए आवेदन के साथ प्रस्तुत की जाएगी :

परन्तु यह और कि आस्थगित दायित्वों और निष्पादन के लिए, आस्थगित संकर्मों की सूची पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् अंतिम टैरिफ के आवेदन के साथ प्रस्तुत की जाएगी ।

(2) इस विनियम के खंड (3) के उपबंधों के अधीन रहते हुए, अंतिम तारीख के पश्चात् वास्तविक रूप से उपगत निम्नलिखित प्रकृति का पूंजी व्यय आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के अधीन रहते हुए, स्वीकार किया जा सकेगा :

(i) संकर्म के मूल प्रविषय के भीतर संकर्म/सेवाओं से संबंधित आस्थगित दायित्व ;

(ii) माध्यस्थम् के पंचाट को पूरा करने या न्यायालय के आदेश या डिक्री के अनुपालन में ;

(iii) विधि में परिवर्तन के कारण ;और

(iv) कोई ऐसे अन्य अतिरिक्त संकर्म/सेवा जो संयंत्र की दक्षता और सफलतापूर्वक प्रचालन के लिए आवश्यक हों किन्तु इसमें मूल पूंजी लागत सम्मिलित नहीं है ।

(3) अंतिम तारीख के पश्चात् लाए गए सामान्य औजार और टेकल, कंप्यूटर, फर्नीचर, वातानुकूलक, वोल्टता स्थिरीकरण, रेफ्रिजरेटर, कूलर्स, पंखे, टी.बी. वाशिंग मशीन, छोट कन्वर्टर्स, चटाइयां, कारपेट आदि जैसी छोटी छोटी मद्दे/आस्तियों संबंधी व्यापार उपगत किसी भी व्यय पर 1-4-2004 से टैरिफ के अवधारण के लिए अतिरिक्त पूंजीकरण के लिए विचार नहीं किया जाएगा ।

टिप्पण

मदों की सूची दृष्टांत स्वरूप है, किन्तु सुविस्तृत नहीं है ।

(4) अनुमोदित परियोजना लागत के भीतर टैरिफ पुनरीक्षण में अतिरिक्त पूंजीकरण के प्रभाव पर आयोग द्वारा टैरिफ अवधि में केवल दो बार विचार किया जा सकेगा जिसमें अंतिम तारीख के पश्चात् पुनरीक्षण भी सम्मिलित है ।

टिप्पण 1

कार्य के मूल प्रविषय के अंतर्गत किए गए दायित्वों के कारण स्वीकृत कोई भी व्यय और तकनीकी-आर्थिक आधारों पर आस्थगित व्यय किन्तु जो कार्य के मूल प्रविषय के भीतर आते हों, विनियम 54 में उपदर्शित रीति से प्राप्त मानकीय ऋण ईक्विटी अनुपात में वितरित किया जाएगा ।

टिप्पण 2

पुरानी आस्तियों के प्रतिस्थापन पर हुए किसी भी व्यय मूल परियोजना लागत से मूल आस्तियों के संपूर्ण मूल्य को उपलिखित करने के पश्चात् विचार किया जाएगा ।

टिप्पण 3

नए संकर्म, के कारण न कि कार्य के मूल प्रविषय में, टैरिफ के अवधारण के लिए आयोग द्वारा स्वीकृत किसी भी व्यय को विनियम 54 में उपदर्शित रीति से व्यय किए गए मानकीय ऋण ईक्विटी अनुपात पर वितरित किया जाएगा ।

टिप्पण 4

टैरिफ के अवधारण के लिए आयोग द्वारा नवीकरण और आधुनिकीकरण तथा समय विस्तारण पर स्वीकृति किसी भी व्यय के मूल पूंजी लागत से प्रतिस्थापित आस्तियों की मूल रकम को उपलिखित करने के पश्चात् विनियम 54 में विनिर्दिष्ट के मानकीय ऋण ईक्विटी अनुपात पर वितरित किया जाएगा ।

54. ऋण ईक्विटी अनुपात : (1) सभी उत्पादन केन्द्रों की दशा में, वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को टैरिफ के अवधारण के लिए ऋण ईक्विटी अनुपात 70:30 होगा । जहां ईक्विटी 30% से अधिक लगाई गई है वहां टैरिफ के अवधारण के लिए ईक्विटी की रकम 30% तक सीमित होगी और शेष रकम को मानकीय ऋण के रूप में समझा जाएगा :

परन्तु ऐसी परियोजना की दशा में, जहां लगाई गई वास्तविक ईक्विटी 30% से कम है वहां वास्तविक ऋण और ईक्विटी टैरिफ के अवधारण के लिए समझी जाएगी ।

(2) ईक्विटी खंड (i) के अनुसार प्राप्त की गई ऋण और ईक्विटी का ऋण पर ब्याज ईक्विटी पर रिटर्न अवक्षयण के लिए अग्रिम और विदेशी मुद्रा दर अंतरण की संगणना करने के लिए उपयोग किया जाएगा ।

55. पारेषण प्रभार : अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली पर विद्युत के पारेषण के लिए टैरिफ में निम्नलिखित से मिलकर बनने वाले वार्षिक पारेषण प्रभारों की वसूली समाविष्ट होगी, अर्थात् :

(क) ऋण पूंजी पर ब्याज ;

(ख) अवक्षयण, जिसमें अवक्षयण के लिए अग्रिम भी है ;

(ग) ईक्विटी पर रिटर्न ;

(घ) प्रचालन और रखरखाव संबंधी व्यय ; और

(ङ) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज ।

56. पारेषण प्रभारों की संगणना : वार्षिक पारेषण प्रभार निम्नलिखित आधार पर संगणित किए जाएंगे, अर्थात् :---

(i) ऋण पूंजी पर ब्याज

(क) ऋण पूंजी पर ब्याज विनियम 54 में उपदर्शित रीति में प्राप्त किए गए बकाया ऋण-वार संगणित किया जाएगा ।

(ख) 1-4-2004 को बकाया ऋण विनियम 20 के अनुसार कुल ऋण और 31-3-2004 तक आयोग द्वारा यथास्वीकृत संचयी प्रति संदाय होगा । 2004-09 की अवधि के लिए प्रति संदाय मानकीय आधार पर होगा ।

(ग) उत्पादन कंपनी ऋण को स्वैप करने का हर प्रयास करेगी यदि फायदाग्राहियों को उसका शुद्ध फायदा हो । ऐसी स्वैपिंग से सहबद्ध लागत फायदाग्राहियों द्वारा वहन की जाएगी ।

(घ) ऋण के निबंधनों और शर्तों में परिवर्तन को ऐसे स्वैपिंग की तारीख से परिवर्तित किया जाएगा तथा फायदाग्राहियों को इसका फायदा दिया जाएगा ।

(ङ) किसी विवाद की दशा में, कोई भी पक्षकार समुचित आवेदन के साथ आयोग के पास आ सकेगा । तथापि, फायदाग्राही ऐसे किसी संदाय को नहीं रोकेगा जिसका आदेश ऋण के स्वैपिंग से संबंधित किसी भी विवाद के लंबित रहने के दौरान उत्पादन कंपनियों को आयोग द्वारा दिया गया हो ।

(च) यदि उत्पादन कंपनियों द्वारा विलंबनाधीन अवधि प्राप्त की जाती है तो विलंबनाधीन अवधि के दौरान टैरिफ के लिए उपबंधित अवक्षयण को उन वर्षों के दौरान प्रतिसंदाय के रूप में माना जाएगा और पूंजी ऋण पर ब्याज को तदनुसार संगणित किया जाएगा ।

(छ) उत्पादन कंपनी ऋण की स्वैपिंग और ऋण पर ब्याज के मद्दे कोई भी आय नहीं कमाएंगे ।

(ii) अवक्षयण, जिसमें अवक्षयण के लिए अग्रिम है :

(क) अवक्षयण :

टैरिफ के प्रयोजन के लिए, अवक्षयण निम्नलिखित रीति से संगणित किया जाएगा, अर्थात् :--

(i) अवक्षयण के प्रयोजन के लिए आधार मूल्य आस्ति का ऐतिहासिक मूल्य होगा ;

(ii) अवक्षयण इन विनियमों के परिशिष्ट 2 में विहित आस्तियों और दरों के संपूर्ण उपयोग पर सीधी पद्धति के आधार पर वार्षिक रूप से संगणित किया जाएगा ।

आस्तियों का अवशिष्ट काल 10% के रूप में माना जाएगा और अवक्षयण आस्ति की ऐतिहासिक पूंजी लागत के अधिकतम 90% तक अनुज्ञात किया जाएगा । भूमि अवक्षणीय आस्ति नहीं है और इसकी लागत को आस्ति के ऐतिहासिक लागत की 90% की संगणना करते समय पूंजी लागत से अपवर्जित किया जाएगा । आस्ति के ऐतिहासिक पूंजी लागत में केन्द्रीय सरकार/ आयोग द्वारा पहले ही अनुज्ञात 31-3-2004 तक विदेशी मुद्रा विनियम दर अंतर के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण सम्मिलित है ।

(iii) संपूर्ण ऋण के प्रतिसंदाय पर शेष अवक्षणीय मूल्य आस्ति के अतिशेष उपयोगी माल पर आंका जाएगा ।

(iv) अवक्षयण प्रचालन के पहले वर्ष से प्रभार्य होगा । वर्ष के शेष भाग के लिए प्रचालन की दशा में, अवक्षयण आनुपातिक आधार पर प्रभारित किया जाएगा ।

(ख) अवक्षयण के लिए अग्रिम अनुज्ञेय के अतिरिक्त, उत्पादन कंपनी निम्नलिखित रीति से संगणित अवक्षयण के लिए अग्रिम की हकदार होगी :

एएडी = अनुसूची के अनुसार ऋण रकम विकलन अवक्षयण के 1/10 के अधिकतम सीमा के अधीन रहते हुए, विनियम 21(i) के अनुसार ऋण प्रतिसंदाय रकम :

परन्तु यह कि अवक्षयण के लिए अग्रिम केवल तब अनुज्ञात किया जाएगा यदि विशिष्ट वर्ष तक संचयी संदाय उस वर्ष तक संचयी अवक्षयण से अधिक होता है :

परन्तु यह और कि अवक्षयण के लिए अग्रिम उस विशिष्ट वर्ष तक संचयी प्रतिसंदाय और संचयी अवक्षयण के बीच मतभेद तक सीमित होगा ।

(iii) ईक्विटी पर रिटर्न :

ईक्विटी पर रिटर्न प्रतिवर्ष 14% की दर से विनियम 54 के अनुसार अवधारित ईक्विटी आधार पर संगणित किया जाएगा :

परन्तु यह कि विदेशी मुद्रा में विनिहित ईक्विटी पर उसी मुद्रा में विहित सीमा के लिए रिटर्न अनुज्ञात किया जाएगा और इस मद्दे संदाय, बिलिंग की देय तारीख पर विद्यमान विनिमय दर पर आधारित भारतीय रुपए में किया जाएगा ।

स्पष्टीकरण

परियोजना के वित्त पोषण के लिए, विद्यमान उत्पादन कंपनी, यदि कोई हो, की मुक्त आरक्षिति से सृजित किए गए शेयर पूंजी जारी और आंतरिक संसाधनों में विनिधान करते समय उत्पादन कंपनी द्वारा जुटाए गए प्रीमियम की ईक्विटी पर रिटर्न की संगणना करने के प्रयोजन के लिए समादत्त पूंजी के रूप में भी गणना की जाएगी परन्तु ऐसी प्रीमियम रकम और आंतरिक संसाधन का उत्पादन केन्द्र के पूंजी व्यय को पूरा करने के लिए वास्तविक रूप से उपयोग किया गया है और वे अनुमोदित वित्तीय पैकेज के भाग रूप हो ।

(iv) प्रचालन और रखरखाव व्यय

(क) प्रति सी.के.टी.-के.एम प्रचालन और रखरखाव व्यय और प्रति बे के लिए संनियम निम्नलिखित रूप में होंगे, अर्थात् :

प्रति सी.के.टी.-के.एम और प्रति बे प्रचालन और रखरखाव व्यय के लिए
संनियम

	वर्ष				
	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-08
प्रचालन और रखरखाव व्यय (प्रति सी.के.टी.-के.एम रुपए लाख में)	0.227	0.236	0.246	0.255	0.266
प्रचालन और रखरखाव व्यय(प्रति बे रुपए लाख में)	28.12	29.25	30.42	31.63	32.90

(ख) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के लिए कुल अनुज्ञेय ओ एंड एम व्यय को क्रमशः
प्रति बे और प्रति सी.के.टी.-के.एम ओ एंड एम व्यय के लिए लागू सनियम लाइन
लंबाई की बेज और सी.के.टी.-के.एम की संख्या को गुणांकित करके संगणित किया
जाएगा ।

(v) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज

(1) कार्यकरण पूंजी में निम्नलिखित सम्मिलित होगा :

(क) एक मास के लिए प्रचालन और रखरखाव व्यय ;

(ख) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रति वर्ष 6% की दर से बढ़ाई गई
ऐतिहासिक लागत के 1% की दर से रखरखाव पुर्ज, और

(ग) लक्ष्य उपलब्धता स्तर पर संगणित पारेषण प्रभारों के दो मास के
समतुल्य प्राप्य ।

(2) कार्यकरण पूंजी पर ब्याज की दर मानकीय आधार पर होगा और 1-4-2004
को या उस वर्ष के 1 अप्रैल को, जिसमें (यथास्थिति) परियोजना या उसका कोई
भाग वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया जाता है, जो भी बाद में हो, भारतीय
स्टेट बैंक की अल्पकालिक प्रमुख उधार दर के बराबर होगी । इस बात के होते हुए भी
कि पारेषण अनुज्ञप्तिधारी ने किसी बाहरी अभिकरण से कार्यकरण पूंजी ऋण नहीं
लिया है, कार्यकरण पूंजी पर ब्याज मानकीय आधार पर संदेय होगा ।

57. पारेषण प्रभारों का संदाय : पूर्ण वार्षिक पारेषण प्रभार विनियम 51 में अनुबद्ध लक्ष्य उपलब्धता पर वसूलीय होगी। लक्ष्य उपलब्धता से नीचे पारेषण प्रभारों का संदाय आनुपातिक आधार पर होगा। पारेषण प्रभार भासिक आधार पर संगणित किया जाएगा।

58. अंतर-प्रादेशिक आस्तियों के लिए प्रभारों का विभाजन : प्रादेशिक पारेषण प्रणाली के एक से अधिक दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों की दशा में, प्रत्येक दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक पर उद्ग्रहणीय पारेषण प्रभार निम्नलिखित सूत्र के अनुसार संगणित किया जाएगा :

$$= \left[\sum_{\text{आई} = 1}^{\text{एन}} \left(\frac{\text{टी सी आई}}{12} \right) - \text{टी आर एस सी} \right] \times \frac{\text{सी एस}}{\text{एससीएल}}$$

जहां टी सी आई = विनियम 56 के अनुसार संगणित क्षेत्र में i परियोजना के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार

एन = क्षेत्र में परियोजनाओं की संख्या

टी आर एस सी = केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण में खुली पहुंच) विनियम, 2004 के अनुसार प्रादेशिक पारेषण प्रणाली के लिए अल्पकालिक पारेषण ग्राहकों से मास के लिए पारेषण प्रभारों की कुल वसूली।

सी.एल = दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक को आबंटित पारेषण क्षमता

एससीएल = प्रादेशिक पारेषण प्रणाली के दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों को आबंटित पारेषण सीमाओं का योग।

59. अंतर-प्रादेशिक आस्तियों के लिए प्रभारों का विभाजन : अल्पकालिक ग्राहकों से वसूली की कटौती करने के पश्चात् अंतर-प्रादेशिक आस्तियां, जिसमें एचवीडीसी प्रणाली भी सम्मिलित है, के पारेषण प्रभार निम्नलिखित सूत्र के अनुसार दो समीपस्थ प्रदेशों की प्रादेशिक पारेषण प्रणाली के दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों द्वारा 50:50 के अनुपात में बांटी जाएगी :

उस प्रदेश से जुड़ी अंतर-प्रादेशिक आस्तियों के लिए प्रदेश के भीतर दीर्घकालिक ग्राहकों द्वारा मास के लिए संदेय पारेषण प्रभार

$$= 0.5 \times \left[\frac{\text{टी सी जे}}{12} - \text{आर एस सी जे} \right] \times \frac{\text{सी एस}}{\text{एससीएल}}$$

जहां

टीसी जे = विनियम 56 के अनुसार संगणित क्षेत्र से जुड़े विशिष्ट अंतर-प्रादेशिक आस्ति के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार.

आर एस सी जे = केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण में खुली पहुंच) विनियम, 2004 के अनुसार प्रदेश से जुड़े विशिष्ट अंतर-प्रादेशिक आस्ति के लिए अल्पकालिक ग्राहकों से पारेषण प्रभारों की वसूली

सीएल = ऐसी प्रादेशिक पारेषण प्रणाली में, जिसमें वह अवस्थित है, दीर्घकालिक ग्राहक को आबंटित पारेषण क्षमता ।

एससीएल = ऐसी प्रादेशिक पारेषण प्रणाली में, जिसमें वह अवस्थित है, प्रादेशिक पारेषण प्रणाली के सभी दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों को आबंटित पारेषण क्षमताओं की राशि ।

60. प्रोत्साहान : (1) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी निम्नलिखित सूत्र के अनुसार विनियम 51 के अनुसार उपलब्धता के बाद पूर्ण वार्षिक पारेषण प्रभारों को प्राप्त करने के लिए प्रोत्साहान का हकदार होगा :

$$\text{प्रोत्साहान} = \text{वार्षिक पारेषण प्रभार} \times \left\{ \frac{\text{प्राप्त वार्षिक उपलब्धता लक्ष्य उपलब्धता}}{\text{लक्ष्य उपलब्धता}} \right\}$$

जहां

वार्षिक पारेषण प्रभार, यथास्थिति, अंतरा-प्रादेशिक आस्तियों की या विशिष्ट अंतर-प्रादेशिक की तत्स्थानी है ।

परन्तु यह कि ए सी प्रणाली के लिए 99.75% और एच.वी.डी.सी. प्रणाली के लिए 98.5% से उपलब्धता पर प्रोत्साहान संदेय नहीं होगा ।

61. रिबेट : निरूपण पर प्रत्यय पत्र के माध्यम से पारेषण प्रभारों के बिलों के संदाय के लिए 2% की रिबेट अनुज्ञात की जाएगी । जहां संदाय आरंभिक प्रत्यय पत्र या अन्यथा द्वारा किया जाता है किन्तु पारेषण अनुज्ञप्ति-आरी द्वारा बिलों के निरूपण के एक मास की अवधि के भीतर किया जाता है वहां 1% की रिबेट अनुज्ञात की जाएगी ।

62. बिलंब संदाय अधिभार : यदि फायदाग्राही (फायदाग्राहियों) द्वारा पारेषण प्रभारों के बिलों का संदाय बिलिंग की तारीख से एक मास की अवधि के बाद किया जाता है तो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रतिमास 1.25% की दर से विलंब संदाय अधिभार उद्गृहीत किया जाएगा ।

परिशिष्ट 1

भाग 1

टैरिफ फाइल करने वाला प्ररूप (ताप)

ताप केन्द्रों के लिए टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप और अन्य जानकारी/दस्तावेजों की जांच-सूची

प्ररूप सं०	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (ताप) का शीर्षक	टिक
प्ररूप 1	टैरिफ प्रस्तावों का सारांश	
प्ररूप 2	संयंत्र के लक्षण	
प्ररूप 3	टैरिफ की संगणना के लिए विचार किए गए मानकीय पैरामीटर	
प्ररूप 4	विदेशी ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप 5	विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश	
प्ररूप 5क	प्राक्कलित पूंजी लागत का सारांश और नई परियोजना को स्थापित करने की अनुसूची	
प्ररूप 5ख	कोयला/लिग्नाइट आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप 5ग	गैस/द्रव ईंधन आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप 5घ	संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेजों के ब्यौरे	
प्ररूप 6	सी ओ डी तक वित्तीय पैकेज	
प्ररूप 7	परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप 8	विभिन्न परियोजनाओं को कारपोरेट ऋण के आबंटन के ब्यौरे	
प्ररूप 9	सी ओ डी के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप 10	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण	
प्ररूप 11	अवक्षयण का विवरण	
प्ररूप 12	अवक्षयण दर की संगणना	
प्ररूप 13	वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारत औसत दर की संगणना संभावना	
प्ररूप 14	अवक्षयण के लिए अग्रिम की संगणना	
प्ररूप 15	कामकाज पूंजी पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप 16	आई डी सी और वित्तीय प्रभारों की संगणना के लिए डाउन अनुसूची	
प्ररूप 17	प्रचालन और रखरखाव व्ययों की संगणना	
प्ररूप 18	प्रचालन और रखरखाव व्ययों के ब्यौरे	
प्ररूप 19	ऊर्जा प्रभारों ¹ को संगणना के लिए ईंधन के संबंध में प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे/जानकारी	
अन्य जानकारी/दस्तावेज		टिक
क्र.सं.	जानकारी/दस्तावेज	
1.	समामेलन का प्रमाणपत्र, कारबार आरंभ करने का प्रमाणपत्र, संगम-ज्ञापन और संगम-अनुच्छेद (के.वि.वि.आ. को पहली बार टैरिफ के लिए आवेदन करने वाली कंपनी द्वारा स्थापित नए केन्द्रों के लिए)	
2.	नए केन्द्रों और सुसंगत वर्षों के लिए केन्द्र के सी ओ डी पर सभी अनुसूचियों और परिशिष्टों सहित केन्द्र वार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखे	
3.	सुसंगत ऋण करारों की प्रतियाँ	

4.	पूँजी लागत और वित्तीय पैकेज के लिए सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियाँ	
5.	विदेशी ईक्विटी के लिए ईक्विटी भागीदारी करार और आवश्यक अनुमोदन की प्रतियाँ	
6.	फायदाग्रहियों, यदि कोई हों, के साथ बी.पी.एस.ए./पीपीए की प्रतियाँ	
7.	समय और अधिक लागत, यदि लागू हो को देने वाले कारणों का ब्यौरे-वार टिप्पण	
8.	कोई अन्य जानकारी (कृपया विनिर्दिष्ट करें)	

टिप्पण : सी.डी./फ्लोपी डिस्क के रूप में इलैक्ट्रॉनिक प्रति भी प्रस्तुत की जाएगी।

परिशिष्ट 1								
प्ररूप 1								
सारांश शीट								
कंपनी का नाम								
ऊर्जा केन्द्र का नाम								
क्षेत्र			राज्य			जिला		
(रूपए लाख में)								
क्रम सं०	विशिष्टियाँ		विद्यमान 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	अवक्षयण	प्ररूप 11						
1.2	ऋण पर ब्याज	प्ररूप 13क						
1.3	ईक्विटी पर रिटर्न ¹							
1.4	अवक्षयण पर अग्रिम	प्ररूप 14						
1.5	कामकाज पूँजी पर ब्याज	प्ररूप 15						
1.6	प्रचालन और रख-रखाव व्यय							
	कुल							
2. ऊर्जा प्रभार की दर की संगणना (रूपए/किलोवाट प्रति घंटा में) ¹								
			स्थिरीकरण के दौरान			स्थिरीकरण के पश्चात्		
2.1	प्राथमिक ईंधन से विद्युत प्रभार की दर (आर ई सी) पी ²							
2.2	गौण ईंधन से विद्युत प्रभार की दर (आर ई सी) एस							
2.3	विद्युत प्रभार एक्स बस की दर (आर ई सी) ^{3क, 3ख, 3ग}							

1. संगणना के ब्यौरे विनियम के अनुसार विचार किए गए इक्विटी के साथ प्रस्तुत किए जाने हैं
2. यदि साथ-साथ बहु ईंधन का प्रयोग किया जाता है तो व्यक्ति रूप से व्यक्ति ईंधन के संबंध में 2.1 दें
- 3क. गैस/द्रव ईंधन चालित संयंत्रों की दशा में, खुला आरंभिक आवर्तन प्रचालन और संयुक्त आवर्तन प्रचालन के लिए विद्युत प्रभार की दर पृथक रूप से संगणित की जाएगी

3ख. अन्य विद्युत प्रभार यथास्थिति ए बी टी के अंतर्गत आने वाले संयंत्रों के दशा में, भेजी जाने वाली अनुसूचित एक्स बस विद्युत और ए.बी.टी के अंतर्गत न आने वाले संयंत्रों की दशा में भेजे जाने के लिए परिदत्त एक्स-बस विद्युत के आधार पर प्राप्त किए जाएंगे

3ग. पश्चात् वर्षों के लिए विचार की जाने वाली ईंधन लागत में कोई भी वृद्धि या वृद्धि पर सावधानी बरतने के लिए एफ पी ए ।

याचिकाकर्ता

परिशिष्ट 1							
प्रारूप 2							
संयंत्र के लक्षण							
कंपनी का नाम							
ऊर्जा केन्द्र का नाम							
संयंत्र के बुनियादी लक्षण ¹							
संयंत्र की विशेष विशेषताएं							
स्थल की विनिर्दिष्ट विशेषताएं ²							
विशेष तकनीकी विशेषताएं ³							
विशेषताओं से संबंधित पर्यावरणीय विनियम ⁴							
कोई अन्य विशेष लक्षण							
ईंधन के ब्यौरे ⁵	प्राथमिक ईंधन			गौण ईंधन		वैकल्पिक ईंधन	
ब्यौरे	माड्यूल संख्या या यूनिट संख्या						
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	और उससे आगे
संस्थापित क्षमता (आई सी)							
वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख (सी ओ डी)							
कूलिंग प्रणाली का प्रकार ⁶							
बायलर फीड पम्प का प्रकार ⁷							
¹ संयंत्र के, अर्थात् कोयला आधारित संयंत्र की दशा में, बुनियादी लक्षणों का वर्णन करें चाहे यह पारम्परिक स्टीम जनरेटर या सर्कुलेटिंग फ्लूइडाइज्ड बेड कम्बशन जनरेटर या स्टीम जनरेटर के माध्यम से सब-क्रिटिकल आदि हो । ² कोई स्थल विनिर्दिष्ट विशेषताएं जैसे मैरी-गोराउन्ड, वेसिनेटि टू सी, इंटेक/मेकअप जल प्रणाली आदि, मार्जक आदि । ऐसी सभी विशेषताओं को विनिर्दिष्ट करें । ³ गैस टर्बाइन, आदि में उन्नत श्रेणी की एफए तकनीकी जैसी कोई विशेष तकनीकी विशेषताएं । ⁴ एफजीडी, ईएसपी आदि जैसी विशेषताओं से संबंधित पर्यावरणीय विनियम ⁵ कोयला या प्राकृतिक गैस या नाफ्था या लिग्नाइट आदि ⁶ बंद सर्किट कूलिंग, कूलिंग के माध्यम से वन्स सी कूलिंग आदि ⁷ मोटर चालित, स्टीम टर्बाइन चालित आदि ।							
याचिकाकर्ता							

परिशिष्ट 1

प्ररूप 3

टैरिफ की संगणना करने के लिए विचार किए गए मानकीय पैरामीटर

कंपनी का नाम

ऊर्जा केन्द्र का नाम

मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष

विशिष्टियां	यूनिट	यथाविद्यमान	के.वि.वि.आ. द्वारा यथा अधिसूचित				
		2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
(1)		(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
ईक्विटी पर रिटर्न की दर	%						
लक्ष्य उपलब्धता	%						
लक्ष्य पीएलएफ	%						
सहायक ऊर्जा खपत	%						
कुल केन्द्र ताप दर	के/सीएएल/के डब्ल्यू एच						
विनिर्दिष्ट ईंधन तेल खपत	एमएल/के डब्ल्यू एच						
ओ एंड एम लागत	रूपए लाख/में वा						
कामकाज पूंजी के लिए कोयला/लिग्नाइट की लागत ¹	मास में						
कामकाज पूंजी के लिए गौण ईंधन तेल लागत खर्च	मास में						
कामकाज पूंजी के लिए ईंधन लागत	मास में						
कामकाज पूंजी के लिए द्रव ईंधन स्टॉक लागत ²	मास में						
कामकाज पूंजी के लिए रखरखाव पुर्जें	%						
कामकाज पूंजी के लिए प्राप्य	मास में						
.....को भारतीय	%						
स्टेट बैंक की मुख्य उधार दर							
प्रोत्साहन दर	पैसा/कि.वा घंटा						

¹ कोयला आधारित/लिग्नाइट आधारित उत्पादन केंद्र के लिए ।² पद्धति पर सम्यक् रूप से विचार करते हुए गैस टर्बाइन/संयुक्त आवर्तन उत्पादन केंद्र ।

याचिकाकर्ता

[illegible]

प्ररूप - 5

विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम :

के.वि.वि.आ. द्वारा यथास्वीकृत पूंजी लागत	
..... को स्वीकृत पूंजी लागत	
(के.वि.वि.आ. के सुसंगत आदेश का याचिका सं. और तारीख सहित संदर्भ दें)	
विदेशी संघटक, यदि कोई हों, (मिलियन यू.एस. \$ या सुसंगत मुद्रा में)	
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)	
स्वीकृत पूंजी लागत के लिए विचार किए गए विदेशी मुद्रा दर	
स्वीकृत कुल पूंजी लागत (रुपए करोड़ में)	
	याचिकाकर्ता

प्ररूप - 5क

नई परियोजनाओं के लिए प्राक्कलित पूंजी लागत और उनको लगाए जाने की अनुसूची का सारांश

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम :

नई परियोजनाओं की प्राक्कलित पूंजी लागत

प्राक्कलित पूंजी लागत को अनुमोदित करने वाला निदेशक बोर्ड/अभिकरण :		
प्राक्कलित पूंजी लागत के अनुमोदन की तारीख :		
	वर्तमान दिन लागत	संपूर्ण लागत
अनुमोदित प्राक्कलन की कीमत स्तर: वर्ष के तिमाही की समाप्ति के अनुसार	केंद्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार
पूंजी लागत प्राक्कलित के लिए विचार किए गए विदेशी मुद्रा दर		

पूंजी लागत आई डी सी और एफ सी को छोड़कर		
विदेशी संघटक, यदि कोई हों (मिलियन यू.एस. \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)		
पूंजी लागत आई डी सी और एफ सी को छोड़कर (रुपए करोड़ में)		
आई डी सी और एफ सी (रुपए करोड़ में)		
विदेशी संघटक, यदि कोई हों (मिलियन यू.एस. \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)		
कुल आई डी सी और एफ सी (रुपए करोड़ में)		
विचार किए गए करों और शुल्कों की दर		
पूंजी लागत जिसमें आई डी सी और एफ सी है		
विदेशी संघटक, यदि कोई हों (मिलियन यू.एस. \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)		
पूंजी लागत जिसमें आईडीसी और एफसी भी है (रुपए करोड़ में)		
लगाए जाने की अनुसूची		
यूनिट 1/ब्लाक 1 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
यूनिट 2/ब्लाक 2 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
.....		
.....		
अंतिम यूनिट/ब्लाक की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
टिप्पण :		
1 अनुमोदन की प्रति संलग्न की जानी चाहिए ।		
2 पूंजी लागत के ब्यौरे यथा लागू प्ररूप 5ख या 5ग के अनुसार दिए जाने हैं ।		
3 आई डी सी और वित्तीय प्रभासों के ब्यौरे प्ररूप 16 के अनुसार दिए जाने हैं ।		

कोयला/लिग्नाइट आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत का ब्यौरा

कंपनी का नाम : _____

ऊर्जा केंद्र का नाम : _____

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	लागत करोड़ रुपए में		परिवर्तन (रुपए करोड़ में)	परिवर्तन के कारण	स्वीकृत लागत (करोड़ रुपए में)
		मूल प्राक्कलन के अनुसार	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.0	भूमि और स्थल विकास की लागत					
1.1	भूमि					
1.2	सुधार और पुर्नवास आर एंड आर					
1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास कुल भूमि और स्थल विकास					
2.0	संयंत्र और उपस्कर					
2.1	स्टीम टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.2	टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.3	बी ओ पी यांत्रिक					
2.3.1	बाह्य जल प्रदाय प्रणाली					
2.3.2	सी डब्ल्यू प्रणाली					
2.3.3	डी एम जल संयंत्र					
2.3.4	विशुद्धीकरण संयंत्र					
2.3.5	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
2.3.6	ईंधन ले जाने और भंडारण प्रणाली					
2.3.7	राख उठाने की प्रणाली					
2.3.8	कोयला उठाने की प्रणाली					
2.3.9	रेलिंग स्टाक और लोकोमोटिव					
2.3.10	एम जी आर					
2.3.11	वायु कम्प्रेसर प्रणाली					
2.3.12	वातानुकूलन और संवातन प्रणाली					
2.3.13	अग्नि शामक प्रणाली					
2.3.14	एच पी/एल पी पाइपिंग					
	कुल बीओपी यांत्रिक					
2.4	बी ओ पी इलेक्ट्रिकल					
2.4.1	स्विचयार्ड पैकेज					
2.4.2	ट्रांसफार्मर पैकेज					
2.4.3	स्विच गियर पैकेज					

2.4.4	केबल, केबल प्रसुविधा और ग्राउंडिंग					
2.4.5	प्रकाश					
2.4.6	आपातकालीन डीजी सेट					
	कुल बी पी इलेक्ट्रिकल					
2.5	कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमें कर और शुल्क भी सम्मिलित हैं					
2.6.0	कर और शुल्क					
2.6.1	सीमाशुल्क					
2.6.2	अन्य कर और शुल्क					
	कुल कर और शुल्क					
	कुल संयंत्र और उपस्कर					
3.0	आरंभिक पुर्जे					
4.0	सिविल संकर्म					
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासनिक भवन					
4.2	सी डब्ल्यू प्रणाली					
4.3	कूलिंग टावर					
4.4	डी एम जल संयंत्र					
4.5	विशुद्धीकरण संयंत्र					
4.6	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
4.7	ईंधन उठाई-धराई और भंडारण प्रणाली					
4.8	कोयला उठाई धराई संयंत्र					
4.9	एम जी आर और माशर्लिंग यार्ड					
4.10	राख उठाई धराई प्रणाली					
4.11	राख व्ययन क्षेत्र विकास					
4.12	अग्निशामक प्रणाली					
4.13	नगर-क्षेत्र और कालोनी					
4.14	अस्थायी संनिर्माण और समर्थकारी संकर्म					
4.15	सड़क और जल निकासी					
	कुल सिविल संकर्म					
5.0	संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय					
5.1	निर्माण, परीक्षण और स्थापना					
5.2	स्थल पर्यवेक्षण					
5.3	प्रचालकों का प्रशिक्षण					
5.4	संनिर्माण बीमा					
5.5	औजार और संयंत्र					
5.6	आरंभ करने वाला ईंधन					
	कुल संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय					

6.0	मुख्य शीर्ष					
6.1	स्थापना					
6.2	डिजाइन और इंजीनियरिंग					
6.3	संपरीक्षा और लेखा					
6.4	आकस्मिकता					
	कुल मुख्य शीर्ष					
7.0	पूंजी लागत आईडीसी और एफ सी को छोड़कर					
7.1	संनिर्माण के दौरान ब्याज (आई डी सी)					
7.2	वित्तीय प्रभार (एफ सी)					
8.0	पूंजी लागत जिसमें आईडीसी और एफसी भी है					

टिप्पण :

1. अधिक समय और लागत लगने की दशा में, ऐसे अधिक समय और लागत के कारणों को देने वाला एक विस्तृत टिप्पण उत्तरदायी अभिकरण को स्पष्ट करते हुए प्रस्तुत करना चाहिए और चाहे अधिक समय और लागत उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से परे हों ।

याधिकाकर्ता

परिशिष्ट - 1

प्ररूप - 5ग

गैस/द्रव ईंधन आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत का ब्यौरा

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम :

क्र सं.	ब्रेक डाउन	लागत रुपए करोड़ में		परिवर्तन (रुपए करोड़ में)	परिवर्तन के कारण	स्वीकृत लागत (रुपए करोड़ में)
		मूल प्राक्कलन के अनुसार	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.0	भूमि और स्थल विकास की लागत					
1.1	भूमि					
1.2	सुधार और पुर्नवास					

1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास कुल भूमि और स्थल विकास					
2.0	संयंत्र और उपस्कर					
2.1	स्टीम टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.2	टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.3	डब्ल्यू एचआरबी आइलैंड					
2.4	बी ओ पी यांत्रिक					
2.4.1	ईंधन उठाई-धराई और भंडारण प्रणाली					
2.4.2	बाह्य जल प्रदाय प्रणाली					
2.4.3	सी डब्ल्यू प्रणाली					
2.4.4	कूलिंग टावर					
2.4.5	डी एम जल संयंत्र					
2.4.6	विशुद्धीकरण संयंत्र					
2.4.7	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
2.4.8	वातानुकूलन और संवातन प्रणाली					
2.4.9	अग्नि शामक प्रणाली					
2.4.10	एच पी/एल पी पाइपिंग कुल बी ओ पी यांत्रिक					
2.5	बी ओ पी इलेक्टिकल					
2.5.1	स्विचयार्ड पैकेज					
2.5.2	ट्रांसफार्मर पैकेज					
2.5.3	स्विच गियर पैकेज					
2.5.4	केबल, केबल प्रसुविधा और ग्राउंडिंग					
2.5.5	प्रकाश					
2.5.6	आपातकालीन डी जी सेट कुल बी ओ पी इलेक्टिकल					
2.6	सी एंड आई पैकेज कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमें कर और शुल्क भी सम्मिलित हैं					
2.7	कर और शुल्क					
2.7.1	सीमाशुल्क					
2.7.2	अन्य कर और शुल्क					
	कुल कर और शुल्क					
	कुल संयंत्र और उपस्कर					
3.0	आरंभिक पुर्जे					
4.0	सिविल संकर्म					
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासनिक भवन					
4.2	सी डब्ल्यू प्रणाली					
4.3	कूलिंग टावर					
4.4	डी एम जल संयंत्र					
4.5	विशुद्धीकरण संयंत्र					
4.6	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
4.7	ईंधन उठाई-धराई और भंडारण प्रणाली					

4.8	कोयला उठाई-धराई संयंत्र					
4.9	नगर-क्षेत्र और कालोनी					
4.10	अस्थायी संनिर्माण और समर्थकारी संकर्म					
4.11	सड़क और जल निकासी					
	कुल सिविल संकर्म					
5.0	संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय					
5.1	निर्माण, परीक्षण और स्थापना					
5.2	स्थल पर्यवेक्षण					
5.3	प्रचालकों का प्रशिक्षण					
5.4	संनिर्माण बीमा					
5.5	औजार और संयंत्र					
5.6	आरंभ करने वाला ईंधन					
	कुल संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय					
6.0	मुख्य शीर्ष					
6.1	स्थापना					
6.2	डिजाइन और इंजीनीयरिंग					
6.3	संपरीक्षा और लेखा					
6.4	आकस्मिकता					
	कुल मुख्य शीर्ष					
7.0	पूंजी लागत आई डी सी और एफ सी को छोड़कर					
7.1	संनिर्माण के दौरान ब्याज (आई डी सी)					
7.2	वित्तीय प्रभार (एफ सी)					
8.0	पूंजी लागत जिसमें आई डी सी और एफ सी भी है					

टिप्पण :

1. अधिक संयंत्र और लागत लगने की दशा में, ऐसे अधिक समय और लागत के कारणों को देने वाला एक विस्तृत टिप्पण उत्तरदायी अभिकरण को स्पष्ट करते हुए प्रस्तुत करना चाहिए और चाहे ऐसा अधिक समय और लागत उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से परे हों

याचिकाकर्ता

भाग - 1

प्ररूप - 5घ

संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेज का ब्यौरा

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम :

[illegible]

1 किसी भी पैकेज में कार्य की परिधि संभावित सीमा तक प्ररूप 5ख में कोयला/लिग्नाइट आधारित संयंत्रों के लिए पूंजी लागत व्यौरों की पुष्टि में उपदर्शित की जानी चाहिए। गैस/द्रव ईंधन आधारित परियोजना की दशा में, सुसंगत शीर्षों में उसी रीति ब्रेक डाउन प्ररूप 5ग के अनुसार होगा।

2. यदि यहां कोई ऐसा पैकेज हो, जिसे भारतीय रुपए और विदेशी मुद्रा में दर्शित किया जाना है, तो उसे पृथक् रूप से : मुद्रा, विनिमय दर और तारीख, अर्थात् 4.1.1999 को रुपए 80 करोड़ + यू एस \$ 50 एम = यू एस \$ = 40 रुपए पर 280 करोड़ रुपए के साथ दर्शित किया जाना चाहिए।

याचिकाकर्ता

प्ररूप - 6

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वित्तीय पैकेज

कंपनी का नाम : _____

ऊर्जा केंद्र का नाम : _____

वा.प्र. की तारीख को परियोजना लागत _____

केंद्र की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से _____

(रुपए लाखों में)

	यथा अनुमोदित वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को यथास्वीकृत	
	मुद्रा और रकम		मुद्रा और रकम		मुद्रा और रकम	
1	2	3	4	5	6	7
ऋण - 1	यू.एस. \$	200 एम				
ऋण - 2						
ऋण - 3						
और उससे आगे						
ईक्विटी						
विदेशी						
घरेलू						
कुल ईक्विटी						
1. अर्थात्, यू एस \$ 200 मि. + 400 करोड़ रुपए या 1 यू एस \$ = 40 रु. की विनिमय दर पर 1200 करोड़ रुपए, जिसमें यू एस \$ 200 मि. भी है। 2. वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से अंतिम यूनिट का वाणिज्यिक प्रचालन अभिप्रेत है। 3. उदाहरणार्थ : यू एस \$ 200 मि. आदि।						

याचिकाकर्ता

प्ररूप - 7

परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे

कंपनी का नाम : _____

ऊर्जा केंद्र का नाम : _____

(रुपए लाखों में)

विशिष्टियां	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	पैकेज 6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						

स्वीकृत ऋण की रकम						
31.3.2004/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम ^{3,4,5,13,15}						
ब्याज का प्रकार ⁶						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁷						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁸	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
क्या कोई कैपस/फ्लोर है						
यदि उपरोक्त हां है तो कैपस/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि ¹⁰						
..... से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि ¹¹						
..... से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						
प्रतिसंदाय आवृत्ति ¹²						
प्रतिसंदाय किस्त ^{13,14}						
आधारिक विनिमय दर ¹⁶						

¹ ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण किया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, एफ सी आई, पी एफ सी आदि ।

² ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यू एस \$, डी एम, येन, भारतीय रुपए आदि ।

³ विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.04 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे ।

⁴ क्या ऋण पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं । तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक् रूप से दिए जाने हैं ।

⁵ यदि विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक् रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनितों के लिए पृथक् रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं ।

⁶ ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है ।

⁷ आधारिक दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है । निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारिक दर को भी संलग्न किया जाए ।

⁸ मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है ।

⁹ समय पर कैपस/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिस पर अल्पकालिक दरें स्थिर कर दी गई हैं । यदि ऐसी शर्तें विद्यमान हैं तो सीमा विनिर्दिष्ट करें ।

¹⁰ विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।

¹¹ प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है ।

¹² प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक, तिमाही, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है ।

¹³ जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक् रूप से भी दी जाए ।

¹⁴ यदि प्रतिसंदाय, किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक् रूप से दी जाए ।

¹⁵ विदेशी ऋण की दशा में, प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए ।

¹⁶ आधारिक विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2004 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत है ।

याचिकाकर्ता

विभिन्न परियोजनाओं के लिए कारपोरेट ऋणों के आवंटन के ब्यौरे

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम :

(रुपए लाखों में)

विशिष्टियाँ	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	पैकेज 6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.3.2004/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम ^{3,4,5,13,15}						
ब्याज का प्रकार ⁶						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁷						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁸						
क्या कोई कैपस/फ्लोर है	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
यदि उपरोक्त हां है तो कैपस/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि ¹⁰						
..... से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि ¹¹						
..... से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						
प्रतिसंदाय आवृत्ति ¹²						
प्रतिसंदाय किस्त ^{13,14}						
आधारिक विनिमय दर ¹⁶						
विभिन्न परियोजनाओं के लिए ऋण पैकेज का वितरण						
परियोजनाओं का नाम						कुल
परियोजना 1						
परियोजना 2						
परियोजना 3 और उससे आगे						

1. ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यू बी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, एफसीआई, पी एफ सी आदि ।
2. ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस \$, डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि ।
3. विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.04 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे ।
4. क्या ऋण पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं । तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक् रूप से दिए जाने हैं ।
5. यदि विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक् रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनितों के लिए पृथक् रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं ।
6. ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है ।
7. आधारिक दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है । निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारिक दर को भी संलग्न किया जाए ।
8. मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है ।
9. समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिस पर अल्पकालिक दरें स्थिर कर दी गई हैं । यदि ऐसी शर्तें विद्यमान हैं तो सीमा विनिर्दिष्ट करें ।
10. विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।
11. प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है ।
12. प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक, तिमाही, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है ।
13. जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक् रूप से भी दी जाए ।
14. यदि प्रतिसंदाय किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक् रूप से दी जाए ।
15. विदेशी ऋण की दशा में, प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए ।
16. आधारिक विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2004 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत है ।

याचिकाकर्ता

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम : _____

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख

[illegible]

यदि परियोजना पूरा कर ली गई है और भारत सरकार द्वारा कोई टैरिफ अधिसूचना पहले ही जारी कर दी गई है तो (प्राधिकरण का नाम) द्वारा पहले ही जारी की गई टैरिफ अधिसूचना के प्रयोजन के लिए यथा स्वीकृत लागत देते हुए स्तम्भ 6 को भरें (टैरिफ आदेश की प्रति संलग्न करें)।

टिप्पण :

1. प्ररूप को क्रमानुसार वर्षवार भरें जिसमें फायदाग्राहियों की आवश्यकता और प्रोदभूत लाभ का ब्यौरा स्पष्ट रूप से दर्शित करें।
2. यदि आरंभिक पुर्जें किसी भी उपस्कर के साथ क्रय किए जाते हैं तो ऐसे पुर्जों की लागत पृथक् रूप से उपदर्शित की जानी चाहिए अर्थात् रोटर, 50 करोड़, आरंभिक पुर्जें - 5 करोड़।

याचिकाकर्ता

प्ररूप - 10

अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम :

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख

(रुपए लाखों में)

वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से आरंभ)	चारताविक			रवीकृत	
	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और उससे आगे
1	2	3	4	5	6
संकर्म/उपस्कर में पूंजीकृत रकम					
वित्तीय ब्यौरे					
ऋण - 1					
ऋण - 2					
ऋण - 3 और उससे आगे					
कुल ऋण ²					
ईक्विटी					
आंतरिक संसाधन					
अन्य					
कुल					

¹ वर्ष 1 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के वित्तीय वर्ष को निर्दिष्ट करता है और वर्ष 2 तथा वर्ष 3 आदि क्रमशः पश्चात्वर्ती वित्तीय वर्ष है।

² अपेक्षित अतिरिक्त पूंजीकरण को पूरा करने वाले ऋण के ब्यौरे प्ररूप 7 या 8, जो भी सुसंगत हो, के अनुसार दिए जाएं।

याचिकाकर्ता

प्ररूप - 11

अवक्षयण का विवरण

कंपनी का नाम : _____

ऊर्जा केंद्र का नाम : _____

वित्तीय वर्ष	2000-01 तक ¹	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
पूँजी लागत पर अवक्षयण									
अतिरिक्त पूँजीकरण पर अवक्षयण									
अतिरिक्त पूँजीकरण की रकम									
अवक्षयण रकम									
एफईआरवी के ब्यौरे									
एफईआरवी की वह रकम जिस पर अवक्षयण प्रभाति किया गया है									
अवक्षयण रकम									
वर्ष के दौरान प्राप्त अवक्षयण									
वर्ष के दौरान वसूले गए अवक्षयण के लिए अग्रिम									
वर्ष के दौरान सम्मिलित अवक्षयण के लिए अवक्षयण और अग्रिम									
वर्ष तक वसूल किए गए संचयी अवक्षयण और अग्रिम									

¹ यदि 2001-04 की अवधि के लिए टैरिफ का आयोग द्वारा आदेश नहीं दिया जाता है तो 2000-01 तक टैरिफ में वसूले गए अवक्षयण को उसी प्ररूप में पृथक् रूप से समर्थक ब्यौरों सहित वर्षवार ब्यौरों के साथ दिया जाए।

याधिकाकर्ता

परिशिष्ट - 1

प्ररूप - 12

अवक्षयण दर की संगणना

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम :

(रुपए लाखों में)

क्रम सं.	आस्तियों का नाम	31.3.04 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को जो भी बाद में, कुल ब्लाक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	अवक्षयण रकम
	1	2	3	4 = स्तंभ 2 X 3
1.	भूमि			
2.	भवन			
3.	और उससे आगे			
4.				
5.				
6.				
7.				
8.				
9.				
10.				
11.				
12.				
13.				
14.				
15.				
16.				
17.				
18.				
19.				
20.				
21.				
22.				
23.				
24.				
25.				
26.				
27.				
28.				

29.								
30.								
31.								
32.								
	कुल							
	भारित औसत							
	अवक्षयण दर (%)							
आस्तियों के नामों की अधिसूचना से संलग्न अवक्षयण अनुसूची में उल्लिखित आस्तियों के विवरण के लिए पुष्टि की जानी चाहिए।								
याचिकाकर्ता								

प्ररूप - 13

वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना¹

कंपनी का नाम : _____

ऊर्जा केंद्र का नाम : _____

(रुपए लाखों में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
	ऋण 1						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	घटाएं वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	ऋण पर ब्याज की दर						
	ऋण पर ब्याज						
	ऋण 2						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
	घटाएं वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						

औसत कुल ऋण						
ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण 3 और उससे आगे						
कुल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - आरंभिक						
जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - अंतिम						
औसत कुल ऋण						
ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
कुल ऋण						
कुल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - आरंभिक						
जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएँ वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - अंतिम						
औसत कुल ऋण						
ऋण पर ब्याज						
ऋण पर ब्याज के लिए औसत दर						

¹ विदेशी ऋण की दशा में, इसे भारतीय रुपए में गणना करके प्रस्तुत किया जाना है। तथापि, मूल मुद्रा की गणना इसी प्ररूप में पृथक् रूप से प्रस्तुत की जाती है।

याचिकाकर्ता

प्ररूप - 13क

ऋणों पर ब्याज की संगणना

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम :

(रुपए लाखों में)

विशिष्टियां	विद्यमान 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7
कुल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संवर्धी प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - आरंभिक						
वर्ष के दौरान एसीई के कारण वृद्धि/कमी						
वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
कुल ऋण- अंतिम						
औसत कुल ऋण						
ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर						
ऋण पर ब्याज						
						याचिकाकर्ता

प्ररूप - 14

अवक्षयण के लिए अग्रिम की संगणना (ए ए डी)

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम :

(रुपए लाखों में)

विशेषियां	विद्यमान 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7
ऋणों के 1/10वां						
ऋण पर ब्याज निकालने के लिए विचार किए गए ऋणों का प्रतिसंदाय						
ऊपर का न्यूनतम						
घटाएँ वर्ष के दौरान अवक्षयण						
ऋण पर ब्याज निकालने के लिए						
विचार किए गए ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
घटाएँ : संचयी अवक्षयण						
अवक्षयण के लिए अग्रिम ¹ (ए और बी का न्यूनतम)						

¹ यदि रकम शून्य है, इसे शून्य दर्शित किया जाएगा।

याचिकाकर्ता

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम :

आई डी सी और वित्त प्रभारों की संगणना के लिए डाउन अनुसूची

(रुपए लाखों में)

क्रम सं.	डा डाउन	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर एन (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख)		
		विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम
1.	ऋण									
1.1	विदेशी ऋण									
1.1.1	विदेशी ऋण									
	निकासी रकम									
	आई डी सी									
	वित्त प्रभार									
1.1.2	विदेशी ऋण ²									
	निकासी रकम									
	आई डी सी									
	वित्त प्रभार									
1.1.3	विदेशी ऋण ³									
	निकासी रकम									
	आई डी सी									
	वित्त प्रभार									
1.1.4	--									
	--									
	--									
1.1	कुल विदेशी ऋण									
	निकासी रकम									
	आई डी सी									
	वित्त प्रभार									
1.2	भारतीय ऋण									
1.2.1	भारतीय ऋण									
	निकासी रकम	--	--		--	--		--	--	

	आई डी सी	--	--							
	वित्त प्रभार	--	--							
1.2.2	भारतीय ऋण²									
	निकासी रकम	--	--							
	आई डी सी	--	--							
	वित्त प्रभार	--	--							
1.2.3	विदेशी ऋण 3									
	निकासी रकम	--	--							
	आई डी सी	--	--							
	वित्त प्रभार	--	--							
1.2.4	--	--	--							
	--	--	--							
	--	--	--							
1.2	कुल भारतीय ऋण									
	निकासी रकम	--	--							
	आई डी सी	--	--							
	वित्त प्रभार	--	--							
1	आई डी सी से लिया गया कुल ऋण									
	वित्त प्रभार									
2	ईक्विटी									
2.1	ली गई विदेशी ईक्विटी									
2.2	ली गई भारतीय ईक्विटी	--	--							
	लगाई गई कुल ईक्विटी									

टिप्पण : ऋण और ईक्विटी की निकासी अनुसूची को पूरा कर जाने के लिए तनख्का आधार पर की जाएगी। शुरु में उच्चतर ईक्विटी की निकासी अनुज्ञेय है।

याचिकाकर्ता

प्ररूप 18

प्रचालन और रखरखाव के व्यौरे ¹

ऊर्जा केन्द्र का नाम

	मर्दे ²	1998-99	1999-2000	2000-01	2001-02	2002-03
क	ओ एंड एम व्यौरे का व्यौरा					
1.	भंडार और पुर्जों की खपत					
2.	मरम्मत और रखरखाव					
3.	बीमा					
4.	सुरक्षा					
5.	प्रशासनिक व्यय - जल प्रभार - किराया - विद्युत प्रभार - यात्रा और वाहन - टेलीफोन, टेलेक्स, पोस्टेज - विज्ञापन - मनोरंजन - संदान - अन्य (मर्दे विनिर्दिष्ट करें)					
6.	कर्मचारी लागत क) वेतन, मजदूरी और भत्ते ख) कर्मचारी कल्याण ग) उत्पादिकता आधारित प्रोत्साहन					
7.	कारपोरेट कार्यालय व्यय आबंटन					
8.	कुल (1 से 8) घटाएं : वसूली, यदि कोई हो कुल खर्च					
टिप्पण -- 1. उत्पादन केंद्रों को कारपोरेट व्यौरे के आबंटन की प्रक्रिया विनिर्दिष्ट की जानी चाहिए ।						
2. 20% के अधिकता में दिए गए शीर्ष के अंतर्गत ओ एंड एम व्यौरे में वार्षिक वृद्धि को स्पष्ट किया जाए ।						
3. आंकड़े परीक्षित तुलनपत्र पर आधारित होना चाहिए ।						
ख.	कारपोरेट व्यौरे का व्यौरा					
	(कुल) - कर्मचारी व्यय - मरम्मत और अनुरक्षण - प्रशिक्षण और भर्ती - संचार - यात्रा - सुरक्षा					

	- लिफ्ट - अन्य गैर लिफ्ट कैसे - कुल					
म.	कर्मचारियों की संख्या के खंड i) कार्यवाहक ii) गैर कार्यवाहक iii) कुल iv) अनुमान कुल					
<p>1. केवल तब तक टीपीएस और डाटा टीपीएस के लिए लागू। 2. तब तक टी पी एस के लिए अवधि 1999-00 से 2000-01 के लिए और डाटा टीपीएस के लिए 2000-01 से 2002-03 अवधि के लिए वास्तविक से पूरा हो जायेगा।</p>						
याचिकाकर्ता						

प्ररूप - 19

कर्मचारी/कर्मचारियों की संख्या के लिए डाटा की प्रतिलिपि प्राप्त किए जाने वाले व्यक्तियों/जानकारी

कर्मचारी का नाम : _____

कर्मचारी का पता : _____

क्रम सं.	विवरण	कुल	पूर्ववर्ती 3 मास के लिए	पूर्ववर्ती 2 मास के लिए	पूर्ववर्ती 1 मास के लिए
1.	कोयला/लिफ्ट कर्मचारी द्वारा प्रदाय की गई कोयला/लिफ्ट की मात्रा (समस्या)				
2.	कोयला/लिफ्ट कर्मचारी द्वारा गैर गैर प्रदाय की मात्रा में समावेशन (+/-)	(समस्या)			
3.	कोयला/लिफ्ट कर्मचारी द्वारा प्रदाय किए गए कोयला (1+2)	(समस्या)			
4.	मानवीय प्रदाय और अन्य कर्मचारी द्वारा (कोयला/लिफ्ट कर्मचारी द्वारा प्रदाय किए गए कोयला के लिए)	(समस्या)			
5.	प्रदाय किया गया कुल कोयला/लिफ्ट (3+4)	(समस्या)			
6.	कोयला/लिफ्ट कर्मचारी द्वारा प्रदाय किए गए कोयला (समस्या)	(समस्या)			
7.	कोयला/लिफ्ट कर्मचारी द्वारा प्रदाय किए गए कोयला में समावेशन (+/-)	(समस्या)			

8.	प्रभारित कुल रकम (8+7)	(रुपए)			
9.	रेल/पोत/सड़क परिवहन द्वारा परिवहन प्रभार	(रुपए)			
10.	रेलवे/परिवहन कंपनी द्वारा प्रभारित की गई रकम में समायोजन (+/-)	(रुपए)			
11.	विलंब शुल्क प्रभार, यदि कोई हो	(रुपए)			
12.	एम जी आर प्रणाली के माध्यम से कोयला के परिवहन में डीजल की लागत	(रुपए)			
13.	कुल परिवहन प्रभार (9+/-10-11+12)	(रुपए)			
14.	प्रदाय किए गए कोयला/लिग्नाइट के लिए प्रभारित कुल रकम जिसमें परिवहन भी सम्मिलित है (8+13)	(रुपए)			
15.	कोयला/लिग्नाइट की भारित औसत जीसीवी	(कैरीएल/किलोग्राम)			

टिप्पण :

1 सी सी जी टी केंद्रों के लिए प्राकृतिक/गैर/ग्रव ईंधन और कोयला/लिग्नाइट आधारित तप्त संयंत्रों के लिए गोण ईंधन के लिए ऐसे ही ब्यौरे दिए जाएं ।

याचिकाकर्ता

परिशिष्ट 1

भाग 2

टैरिफ फाइल करने वाला प्रारूप (हाइड्रो)

परिशिष्ट 1

हाइड्रो केंद्रों के लिए टैरिफ फाइल करने वाले हेतु प्रारूप और अन्य जानकारी/दस्तावेजों की जांच सूची

प्रारूप सं०	टैरिफ फाइल करने वाले प्रारूप (हाइड्रो) का शीर्षक	टिक
प्रारूप 1	टैरिफ प्रस्ताव का सारांश	
प्रारूप 2	हाइड्रो केंद्रों का प्रकार, क्षमता इंडेक्स, प्रारंभिक ऊर्जा दर के ब्यौरे	
प्रारूप 3	हाइड्रो इलेक्ट्रिक परियोजना के मुख्य लक्षण	

प्ररूप 4	विदेशी ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप 5	विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश	
प्ररूप 5क	नई परियोजनाओं के लिए प्राक्कलित पूंजी लागत और लगाए जाने की अनुसूची का सारांश	
प्ररूप 5ख	पूंजी लागत का ब्यौरा	
प्ररूप 5ग	संयंत्र और उपस्कर के लिए परियोजना लागत का ब्यौरा	
प्ररूप 5घ	संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेजों का ब्यौरा	
प्ररूप 6	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वित्तीय पैकेज	
प्ररूप 7	परियोजना विनिर्दिष्ट ऋणों के ब्यौरे	
प्ररूप 8	विभिन्न परियोजनाओं को कारपोरेट ऋणों के आबंटन के ब्यौरे	
प्ररूप 9	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप 10	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त	
प्ररूप 11	अवक्षयण का विवरण	
प्ररूप 12	अवक्षयण दर की संगणना	
प्ररूप 13	वास्तविक ऋणों पर ब्याज भारित औसत दर की संगणना	
प्ररूप 14	अवक्षयण के लिए अग्रिम की संगणना (ए ए डी)	
प्ररूप 15	कामकाज पूंजी पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप 16	आई डी सी और वित्तीय प्रभारों की संगणना के लिए डाउन अनुसूची	
प्ररूप 17	प्रचालन और रखरखाव व्ययों की संगणना	
प्ररूप 18	प्रचालन और रखरखाव व्ययों के ब्यौरे	
अन्य जानकारी/दस्तावेज		
क्र.सं.	जानकारी/दस्तावेज	टिक
1.	समामेलन प्रमाणपत्र, कारबार आरंभ करने का प्रमाणपत्र, संगम ज्ञापन और संगम-अनुच्छेद (के.वि.वि.आ. को पहली बार टैरिफ के लिए आवेदन करने वाली कंपनी द्वारा स्थापित नए केन्द्र के लिए)	
2.	केन्द्रवार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र तथा सुसंगत वर्षों के लिए केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से संबंधित सभी अनुसूचियों और उपाबंधों के साथ लाभ और हानि लेख	
3.	सुसंगत ऋण करारों की प्रतियाँ	
4.	पूंजी लागत और वित्तीय पैकेज के लिए सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियाँ	
5.	ईक्विटी भागीदारी करार और विदेशी ईक्विटी के लिए आवश्यक अनुमोदन की प्रतियाँ	
6.	फायदाग्रहियों, यदि कोई हों, के साथ बी.पी.एस.ए./पीपीए की प्रतियाँ	
7.	समय और बड़ी हुई लागत, यदि लागू हो के कारण देने वाला विस्तृत टिप्पण	
8.	कोई अन्य सुसंगत जानकारी (कृपया विनिर्दिष्ट करें)	

टिप्पण : सी.डी./फ्लोपी डिस्क के रूप में इलैक्ट्रॉनिक प्रति भी प्रस्तुत की जानी है ।

प्ररूप 1

सारांश शीट

कंपनी का नाम

ऊर्जा केन्द्र का नाम :

क्षेत्र

राज्य

जिला

(रूपए लाखों में)

क्र.सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	अवक्षयण						
2.	ऋण पर ब्याज	प्ररूप 11					
3.	ईक्विटी पर रिटर्न ¹	प्ररूप 13क					
4.	अवक्षयण के लिए अग्रिम	प्ररूप 14					
5.	कामकाज पूंजी पर ब्याज	प्ररूप 15					
6.	ओ एंड एम व्यय						
	कुल						

¹ विनिमयों के अनुसार ईक्विटी पर विचार करते हुए, संगणना के ब्यौरे प्रस्तुत किए जाने हैं।

याचिकाकर्ता

प्ररूप 2

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, हाइड्रो केन्द्र का प्रकार, क्षमता सूचकांक, प्रारंभिक ऊर्जा दर के ब्यौरे			
कंपनी का नाम :			
ऊर्जा केन्द्र का नाम :			
क्र.सं.	विवरण		2004-05 से 2008-09 की टैरिफ अवाधि के लिए के.वि.वि.आ. के संनियमों के अनुसार
1.	संस्थापित क्षमता	मेगावाट	
2.	गृह राज्य को निःशुल्क ऊर्जा	%	
3.	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
	यूनिट 1		
	यूनिट 2		
	यूनिट 3		
4.	केन्द्र का प्रकार		
	क) सतह/भूतल		
	ख) मुख्यतः आर ओ आर/तालाब/भंडारण		
	ग) व्यस्ततम/गैर व्यस्ततम		
	घ) व्यस्ततम घंटों की संख्या		
	ङ) अतिभार क्षमता (मेगावाट) और अवधि		
5.	उद्दीपन की प्रकृति		
	क) जनरेटर पर रोटेटिंग उद्दीपन		
	ख) स्टैटिक उद्दीपन		
6.	अभिकल्प ऊर्जा (वार्षिक) 1	जी डब्ल्यू एच	
7.	अतिरिक्त खपत	%	
8.	ट्रांसफोरमेशन हानियां	%	
9.	विक्री योग्य प्राथमिक ऊर्जा - जी डब्ल्यू एच		
10.	प्राथमिक ऊर्जा दर	पैसा/के डब्ल्यू एच	
11.	प्रारंभिक ऊर्जा प्रभार	रु० करोड़ में	
12.	क्षमता सूचकांक		
	मानकीय मूल्य		

1. याचिका के साथ पृथक् रूप से मासिक वार अभिकल्प ऊर्जा के आंकड़े दिए जाने हैं

याचिकाकर्ता

प्ररूप 3

हाइड्रोइलेक्ट्रिक परियोजना के मुख्य लक्षण

कंपनी का नाम

ऊर्जा केन्द्र का नाम

1. अवस्थान	
राज्य/जिला	
नदी	
2. दिक्परिवर्तन ट्यूनल	
आकार, रूप	
लंबाई	
3. डाम	
आकार	
डाम की अधिकतम लंबाई	
4. अधिप्लवन मार्ग	
प्रकार	
अधिप्लवन मार्ग का शीर्ष स्तर	
5. जलाशय	
पूर्ण जलाशय स्तर (एफ आर एल)	
न्यूनतम ड्रा डाउन स्तर (एम डी डी एल)	
न्यूनतम भंडारण	
6. डिस्टलटिंग इंतजाम	
प्रकार	
संख्या और आकार	
हटाए जाने वाले कणिका आकार (एम एम)	
7. हेड रेस ट्यूनल	
आकार और प्रकार	
लम्बाई	
डिजाइन डिस्चार्ज (क्यूमेक्स)	
8. प्रवाह निकास	
प्रकार	
गोलाई	

ऊंचाई	
9. पेनस्टाक/दबाव निकास	
आकार	
गोलाई और लंबाई	
10. ऊर्जा गृह	
आकार	
संस्थापित क्षमता (यूनिटों की संख्या x एम डब्ल्यू)	
लीन अवधि के दौरान पिकिंग क्षमता (एम डब्ल्यू)	
टर्बाइन का आकार	
रेटेड हीट (एम)	
रेटेड डिस्चार्ज (क्यूमेक्स)	
11. टोल रेस ट्यूनल	
गोलाई आकार	
लम्बाई	
न्यूनतम टेल जल स्तर	
12. स्विचगार्ड	
स्विचगियर का आकार	
जनरेटर बेस की संख्या	
बस कूपलन बेज की संख्या	
लाइन बेज की संख्या	

टिप्पण : सिंचाई, पेय जल, औद्योगिक, पर्यावरणीय प्रतिफलों आदि के कारण जल उपयोग पर निर्बंधन लगाने के मद्दे विनिर्दिष्ट समय अवधि के दौरान उत्पादन संबंधी परिसीमा विनिर्दिष्ट करें ।

याचिकाकर्ता

प्रकरण 4

विदेशी ऋण के व्यारे
(याचिका के अधीन परियोजना को लागू ऋणों के संबंध में व्यारे)

कंपनी का नाम
ऊर्जा केन्द्र का नाम
वाणिज्यिक प्रचलन की तारीख को विनिमय दर
31.3.2004 को विनिमय दर

(रकम लाखों में)

वर्ष 3 और उससे आगे

वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचलन की तारीख से प्रारंभ)	वर्ष 1			वर्ष 2			वर्ष 3 और उससे आगे		
	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (₹00)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (₹00)	तारीख
मुद्रा 1									
निकासी की तारीख पर									
मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख									
ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख									
वित्तीय वर्ष के अंत में									
मुद्रा 2									
निकासी की तारीख पर									
मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख									
ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख									
वित्तीय वर्ष के अंत में									
मुद्रा 3 और उससे आगे									
निकासी की तारीख पर									
मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख									
ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख									
वित्तीय वर्ष के अंत में									

1. मुद्रा का नाम, अर्थात् यू एस \$ डी एम, आदि में उल्लिखित किया जाना है।

2. वर्ष में एक से अधिक निकासी की दशा में, प्रत्येक निकासी की तारीख को मुद्रा की दर दी जानी है।

याचिकाकर्ता

प्ररूप - 5

विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश

कंपनी का नाम : _____

ऊर्जा केंद्र का नाम : _____

के.वि.वि.आ. द्वारा यथास्वीकृत पूंजी लागत	
..... को स्वीकृत पूंजी लागत	
(के.वि.वि.आ. के सुसंगत आदेश का याचिका सं. और तारीख सहित संदर्भ दें)	
विदेशी संघटक, यदि कोई हों, (मिलियन यू.एस. \$ या सुसंगत मुद्रा में)	
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)	
स्वीकृत पूंजी लागत के लिए विचार किए गए विदेशी मुद्रा दर	
स्वीकृत कुल पूंजी लागत (रुपए करोड़ में)	
	याचिकाकर्ता

प्ररूप - 5क

नई परियोजनाओं के लिए प्राक्कलित पूंजी लागत और उनको लगाए जाने की अनुसूची का सारांश

कंपनी का नाम : _____

ऊर्जा केंद्र का नाम : _____

नई परियोजनाओं की प्राक्कलित पूंजी लागत

प्राक्कलित पूंजी लागत को अनुमोदित करने वाला निदेशक बोर्ड/अभिकरण :		
प्राक्कलित पूंजी लागत के अनुमोदन की तारीख :		
अनुमोदित प्राक्कलन की कीमत स्तर	वर्तमान दिन लागत वर्ष के तिमाही की समाप्ति के अनुसार	संपूर्ण लागत केंद्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार .
पूंजी लागत प्राक्कलित के लिए विचार किए गए विदेशी मुद्रा दर		
पूंजी लागत आई डी सी और एफ सी को छोड़कर		
विदेशी संघटक, यदि कोई हों (मिलियन यू.एस. \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)		

पूंजी लागत आई डी सी और एफ सी को छोड़कर (रुपए करोड़ में)		
आई डी सी और एफ सी (रुपए करोड़ में)		
विदेशी संघटक, यदि कोई हों (मिलियन यू.एस. \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)		
कुल आई डी सी और एफ सी (रुपए करोड़ में)		
विचार किए गए करों और शुल्कों की दर		
पूंजी लागत जिसमें आई डी सी और एफ सी है		
विदेशी संघटक, यदि कोई हों (मिलियन यू.एस. \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)		
पूंजी लागत जिसमें आईडीसी और एफसी भी है (रुपए करोड़ में)		
लगाए जाने की अनुसूची		
यूनिट 1 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
यूनिट 2 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
.....		
.....		
अंतिम यूनिट की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
टिप्पण :		
1 अनुमोदन की प्रति संलग्न की जानी चाहिए ।		
2 पूंजी लागत के ब्यौरे यथा लागू प्रत्यक्ष 5ख या 5ग के अनुसार दिए जाने हैं ।		
3 आई डी सी और वित्तीय प्रभावों के ब्यौरे प्रत्यक्ष 16 के अनुसार दिए जाने हैं ।		

याचिकाकर्ता

प्ररूप 5ख

हाइड्रो ऊर्जा उत्पादन केन्द्र के लिए पूंजी लागत का ब्रेकअप

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केन्द्र का नाम :

(रूपए करोड़ में)

संकर्म शीर्ष	प्राधिकरण द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को लागत	परिवर्तन	परिवर्तन के लिए कारण	स्वीकृत लागत
2	3	4	5	6	7
अवसंरचना संकर्म					
प्रारंभिक, जिसमें विकास भी है					
भूमि					
भवन					
नगरीकरण					
रखरखाव					
औजार और संयंत्र					
संचार					
पर्यावरण और परिस्थिति को					
स्टाक संबंधी हानियां					
प्राप्तियां और वसूली					
कुल (अवसंरचना संकर्म)					
प्रमुख सिविल संकर्म					
डाम, इंटेक और डिस्टलटिंग चैम्बर्स					
एच आर टी, टी आर टी, सर्ज शाफ्ट और दबाव शाफ्ट					
ऊर्जा संयंत्र सिविल संकर्म					
अन्य सिविल संकर्म (विनिर्दिष्ट करें)					
कुल (प्रमुख सिविल संकर्म)					
हाइड्रो यांत्रिकी उपस्कर					
संयंत्र और उपस्कर					
संयंत्र और उपस्कर के आरंभिक पुर्जे					
कुल (संयंत्र और उपस्कर)					
कर और शुल्क					
सीमा शुल्क					
अन्य कर और शुल्क					
कुल कर और शुल्क					

संनिर्माण और संस्थापित किए जाने के पूर्व के व्यय					
निर्माण, जांच और लगाया जाना					
संनिर्माण बीमा					
स्थल पर्यवेक्षण					
कुल (संनिर्माण और संस्थापित किए जाने के पूर्व)					
मुख्य शीर्ष					
स्थापना					
अभिकल्प और इंजीनियरिंग					
संपरीक्षा और लेखे					
आकस्मिकता					
पुनर्वास और पुनर्व्यवस्थापन					
कुल (मुख्य शीर्ष)					
आईडीसी और एफसी के बिना पूंजी लागत					
वित्तीय प्रभार (एफसी)					
संनिर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)					
आई डी सी और एफ सी सहित पूंजी लागत					

टिप्पण - समय और लागत की दशा में, ऐसे और समय तथा लागत के कारणों को देने वाला एक विस्तृत टिप्पण उत्तरदायी अभिकरण को स्पष्ट करते हुए प्रस्तुत करना चाहिए चाहे ऐसा और समय और लागत उत्पादन कंपनी के नियंत्रण के परे हो ।

याचिकाकर्ता

प्रारूप 5ग

संयंत्र और उपस्कर के लिए पूंजी लागत का ब्यौरा

कंपनी का नाम

ऊर्जा केन्द्र का नाम

क्र.सं.	संकर्म शीर्ष	प्राधिकरण द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को लागत	परिवर्तन	परिवर्तन के लिए कारण	स्वीकृत लागत
1	2	3	4	5	6	7
1.0	जनरेटर, टर्बाइन और गौण उपकरण					
1.1	जनरेटर पैकेज					
1.2	टर्बाइन पैकेज					

1.3	यूनिट नियंत्रण बोर्ड					
1.4	सी एंड आई पैकेज					
1.5	जी टी कनेक्शन पर बस डेक्ट					
1.6	कुल (जनरेटर, टर्बाइन और गौण उपकरण)					
2.0	सहायक इलेक्ट्रिकल उपकरण					
2.1	स्थापित ट्रांसफार्मर					
2.2	गौण यूनिट ट्रांसफार्मर					
2.3	स्थानीय प्रदाय ट्रांसफार्मर					
2.4	केन्द्र ट्रांसफार्मर					
2.5	एस सी ए डी ए					
2.6	स्विचगियर, बैटरी, ई.सी डिस्ट बोर्ड					
2.7	दूरसंचार उपस्कर					
2.8	डामपीएच और स्विचयार्ड प्रबोधन					
2.9	केबल और केबल सुविधाएं, ग्राउंडिंग					
2.10	डीजल जनरेटिंग सेट					
2.11	कुल (गौण इलेक्ट्रिकल उपकरण)					
3.0	ऊर्जा केन्द्र के लिए सहायक उपकरण और सेवाएं					
3.1	ई ओ टी क्रेन					
3.2	अन्य क्रेन					
3.3	इलेक्ट्रिक लिफ्ट और एलीवेटर					
3.4	कूलिंग जल प्रणाली					
3.5	जल निकास और जल परिशोधित प्रणाली					
3.6	अग्निशमन प्रणाली					
3.7	वातानुकूलित, संवातन और ताप					
3.8	जल प्रदाय प्रणाली					
3.9	तेल उठाई - धराई उपस्कर					
3.10	कार्यशाला मशीन और उपकरण					
3.11	कुल (पी एस के लिए सहायक उपकरण और सेवाएं)					
4.0	स्विचगार्ड पैकेज					
5.0	सभी उपरोक्त उपस्करों के लिए आरंभिक पुर्जे					
6.0	कुल (संयंत्र और उपस्कर)					

याचिकाकर्ता

और उससे आगे						
ईक्विटी						
विदेशी						
घरेलू						
कुल ईक्विटी						
<p>1. अर्थात्, यू एस \$ 200 मि. + 400 करोड़ रुपए या 1 यू एस \$ = 40 रु. की विनिमय दर पर 1200 करोड़ रुपए, जिसमें यू एस \$ 200 मि. भी है।</p> <p>2. वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से अंतिम यूनिट का वाणिज्यिक प्रचालन अभिप्रेत है।</p> <p>3. उदाहरणार्थ : यू एस \$ 200 मि. आदि।</p>						

याचिकाकर्ता

प्ररूप - 7

परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे

कंपनी का नाम : _____

ऊर्जा केंद्र का नाम : _____

(रुपए लाखों में)

विशिष्टियां	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	पैकेज 6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.3.2004/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम ^{3,4,5,13,15}						
ब्याज का प्रकार ⁶						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁷						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁸	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
क्या कोई कैपस/फ्लोर है						
यदि उपरोक्त हां है तो कैपस/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि ¹⁰						
..... से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि ¹¹						
..... से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						
प्रतिसंदाय आवृत्ति ¹²						
प्रतिसंदाय किस्त ^{13,14}						
आधारिक विनिमय दर ¹⁶						

- ¹ ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण किया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, एफ सी आई, पी एफ सी आदि ।
- ² ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यू एस \$, डी एम, येन, भारतीय रुपए आदि ।
- ³ विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.04 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे ।
- ⁴ क्या ऋण पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं । तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक् रूप से दिए जाने हैं ।
- ⁵ यदि विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक् रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनितों के लिए पृथक् रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं ।
- ⁶ ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है ।
- ⁷ आधारिक दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है । निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारिक दर को भी संलग्न किया जाए ।
- ⁸ मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है ।
- ⁹ समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिस पर अल्पकालिक दरें स्थिर कर दी गई हैं । यदि ऐसी शर्तें विद्यमान हैं तो सीमा विनिर्दिष्ट करें ।
- ¹⁰ विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।
- ¹¹ प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है ।
- ¹² प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक, तिमाही, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है ।
- ¹³ जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक् रूप से भी दी जाए ।
- ¹⁴ यदि प्रतिसंदाय, किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक् रूप से दी जाए ।
- ¹⁵ विदेशी ऋण की दशा में, प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए ।
- ¹⁶ आधारिक विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2004 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत है ।

याचिकाकर्ता

प्ररूप - 8

विभिन्न परियोजनाओं के लिए कारपोरेट ऋणों के आबंटन के ब्यौरे

कंपनी का नाम : _____

ऊर्जा केंद्र का नाम : _____

(रुपए लाखों में)

विशिष्टियां	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	पैकेज 6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.3.2004/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम ^{3,4,5,13,15}						
ब्याज का प्रकार ⁶						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁷						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁸						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर है	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
यदि उपरोक्त हां है तो कैप्स/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि ¹⁰						
..... से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि ¹¹						
..... से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						

प्रतिसंदाय आवृत्ति ¹²						
प्रतिसंदाय किस्त ^{13,14}						
आधारिक विनिमय दर ¹⁶						
विभिन्न परियोजनाओं के लिए ऋण पैकेज का वितरण						
परियोजनाओं का नाम						कुल
परियोजना 1						
परियोजना 2						
परियोजना 3 और उससे आगे						

1. ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यू बी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, एफसीआई, पी एफ सी आदि ।
2. ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस \$, डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि ।
3. विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.04 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे ।
4. क्या ऋण पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं । तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक् रूप से दिए जाने हैं ।
5. यदि विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक् रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनितों के लिए पृथक् रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं ।
6. ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है ।
7. आधारिक दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है । निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारिक दर को भी संलग्न किया जाए ।
8. मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है ।
9. समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिस पर अल्पकालिक दरें स्थिर कर दी गई हैं । यदि ऐसी शर्तें विद्यमान हैं तो सीमा विनिर्दिष्ट करें ।
10. विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।
11. प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है ।
12. प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक, तिमाही, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है ।
13. जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक् रूप से भी दी जाए ।
14. यदि प्रतिसंदाय किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक् रूप से दी जाए ।
15. विदेशी ऋण की दशा में, प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए ।
16. आधारिक विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2004 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत है ।

याचिकाकर्ता

प्ररूप - 10

अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण

कंपनी का नाम : _____

ऊर्जा केंद्र का नाम : _____

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख _____

(रुपए लाखों में)

वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से आरंभ)	चास्तविक			स्वीकृत	
	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और उससे आगे
1	2	3	4	5	6
संकर्म/उपस्कर में पूंजीकृत रकम					
वित्तीय ब्यौरे					
ऋण - 1					
ऋण - 2					
ऋण - 3 और उससे आगे					
कुल ऋण ²					
इक्विटी					
आंतरिक संसाधन					
अन्य					
कुल					

¹ वर्ष 1 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के वित्तीय वर्ष को निर्दिष्ट करता है और वर्ष 2 तथा वर्ष 3 आदि क्रमशः पश्चात्वर्ती वित्तीय वर्ष हैं।

² अपेक्षित अतिरिक्त पूंजीकरण को पूरा करने वाले ऋण के ब्यौरे प्ररूप 7 या 8, जो भी सुसंगत हो, के अनुसार दिए जाएं।

याचिकाकर्ता

प्ररूप - 9

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम : _____

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख _____

क्रम सं.	वर्ष	अंतिम तारीख तक/अंतिम तारीख के बाद वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् जोड़े गए संकर्म/उपस्कर	पूँजीकृत/पूँजीकृत किए जाने के लिए प्रस्तावित रकम	न्यायोचित्य	स्वीकृत लागत ¹
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	कुल				

¹ यदि परियोजना पूरा कर ली गई है और भारत सरकार द्वारा कोई टैरिफ अधिसूचना पहले ही जारी कर दी गई है, तो (प्राधिकरण का नाम) द्वारा पहले ही जारी की गई टैरिफ अधिसूचना के प्रयोजन के लिए यथा स्वीकृत लागत देते हुए स्तंभ 6 को भरें (टैरिफ आदेश की प्रति संलग्न करें)।

टिप्पण :

1. प्ररूप को क्रमानुसार वर्षवार भरें जिसमें फायदाग्राहियों की आवश्यकता और प्रोद्भूत लाभ का ब्यौरा स्पष्ट रूप से दर्शित करें।
2. यदि आरंभिक पुर्जें किसी भी उपस्कर के साथ क्रय किए जाते हैं तो ऐसे पुर्जों की लागत पृथक् रूप से उपदर्शित की जानी चाहिए अर्थात् रोटर, 50 करोड़, आरंभिक पुर्जे - 5 करोड़।

याचिकाकर्ता

प्रारूप - 11

अवक्षयण का विवरण

कंपनी का नाम : _____

कर्जा केंद्र का नाम : _____

वित्तीय वर्ष	2000-01 तक ¹	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
पूजी लागत पर अवक्षयण									
अतिरिक्त पूजीकरण पर अवक्षयण									
अतिरिक्त पूजीकरण की रकम									
अवक्षयण रकम									
एफईआरवी के ब्योरे									
एफईआरवी की वह रकम जिस पर अवक्षयण प्रभाति किया गया है									
अवक्षयण रकम									
वर्ष के दौरान प्राप्त अवक्षयण									
वर्ष के दौरान वसूले गए अवक्षयण के लिए अग्रिम									
वर्ष के दौरान सम्मिलित अवक्षयण के लिए अवक्षयण और अग्रिम									
वर्ष तक वसूल किए गए संचयी अवक्षयण और अग्रिम									
¹ यदि 2001-04 की अवधि के लिए टैरिफ का आयोग द्वारा आदेश नहीं दिया जाता है तो 2000-01 तक टैरिफ में वसूले गए अवक्षयण को उसी प्रारूप में पृथक् रूप से समर्थक ब्योरे सहित वर्षवार ब्योरे के साथ दिया जाए।									
									याचिकाकर्ता

प्ररूप - 12

अवक्षयण दर की संगणना

कंपनी का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम :

(रूपए लाखों में)

क्रम सं.	आस्तियों का नाम ¹	31.3.04 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को जो भी बाद में, कुल ब्लाक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	अवक्षयण रकम
	1	2	3	4 = स्तंभ 2 x 3
1.	भूमि			
2.	भवन			
3.	और उससे आगे			
4.				
5.				
6.				
7.				
8.				
9.				
10.				
11.				
12.				
13.				
14.				
15.				
16.				
17.				
18.				
19.				
20.				
21.				
22.				
23.				
24.				
25.				
26.				
27.				
28.				
29.				
30.				
31.				
32.				
	कुल			
	भारित औसत अवक्षयण दर (%)			

¹ आस्तियों के नामों की अधिसूचना से संलग्न अवक्षयण अनुसूची में उल्लिखित आस्तियों के विवरण के लिए पुष्टि की जानी चाहिए।

याचिकाकर्ता

वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना¹

देश का नाम :

ऊर्जा केंद्र का नाम :

(रुपए लाखों में)

क्रम सं.	विशिष्टियाँ	विद्यमान 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
	ऋण 1						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	घटाएँ वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	ऋण पर ब्याज की दर						
	ऋण पर ब्याज						
	ऋण 2						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
	घटाएँ वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	ऋण पर ब्याज की दर						
	ऋण पर ब्याज						
	ऋण 3 और उससे आगे						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
	वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	ऋण पर ब्याज की दर						
	ऋण पर ब्याज						
	कुल ऋण						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
	घटाएँ वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	ऋण पर ब्याज						

¹ विदेशी ऋण की दशा में, इसे भारतीय रुपए में गणना करके प्रस्तुत किया जाना है। तथापि, मूल मुद्रा की गणना इसी प्रारूप में पृथक् रूप से प्रस्तुत की जाती है।

याचिकाकर्ता

प्ररूप - 13क

ऋणों पर ब्याज की संगणना

कंपनी का नाम :

उर्जा केंद्र का नाम :

विशिश्टियाँ	विद्यमान 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7
कुल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
कुल ऋण - आरंभिक						
वर्ष के दौरान एसीई के कारण वृद्धि/कमी						
वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
कुल ऋण- अंतिम						
औसत कुल ऋण						
ऋण पर ब्याज की भास्ति औसत दर						
ऋण पर ब्याज						
						याविकाकर्ता

अवकाश के लिए अग्रिम की संगणना (ए ए डी)

प्ररूप - 14

कंपनी का नाम :

उर्जा केंद्र का नाम :

विशिश्टियाँ	विद्यमान 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7
ऋणों के 1/10वां						
ऋण पर ब्याज निकालने के लिए विचार किए गए ऋणों का प्रतिसंदाय						
उमर का न्यूनतम						
वर्ष के दौरान अवकाशः						
अवकाश के लिए अग्रिम ¹						
1 यदि एकम शून्य है, इसे शून्य दर्शित किया जाएगा।						याविकाकर्ता

प्ररूप 15

कामकाज पूंजी पर ब्याज की संगणना

कंपनी का नाम

ऊर्जा केन्द्र का नाम

(रकम लाखों में)

क्र.सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ओ एंड एम व्यय						
2.	रखरखाव पुर्ज						
3.	प्राप्य						
	कुल कामकाज पूंजी						
	ब्याज की दर						
	कामकाज पूंजी पर ब्याज						

याचिकाकर्ता

कंपनी का नाम : _____

उर्जा केन्द्र का नाम : _____

आई डी सी और वित्त प्रभारों की संगणना के लिए झू डाउन अनुसूची

(रुपए लाखों में)

क्रम सं.	झू डाउन विशिष्टियाँ	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर एन (अंतिम तारीख)		
		विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम
1.	ऋण									
1.1	विदेशी ऋण									
1.1.1	विदेशी ऋण 1									
	निकासी रकम									
	आई डी सी									
	वित्त प्रभार									
1.1.2	विदेशी ऋण 2									
	निकासी रकम									
	आई डी सी									
	वित्त प्रभार									
1.1.3	विदेशी ऋण 3									
	निकासी रकम									
	आई डी सी									
	वित्त प्रभार									
1.1.4	--									
	--									
	--									
1.1	विदेशी ऋण									
	निकासी रकम									
	आई डी सी									
	वित्त प्रभार									
1.2	विदेशी ऋण									
1.2.1	विदेशी ऋण 1									
	निकासी रकम	--	--		--	--		--	--	
	आई डी सी	--	--		--	--		--	--	
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--	

1.2.2	विदेशी ऋण 2								
	निकासी रकम	--	--	--	--	--	--	--	
	आई डी सी	--	--	--	--	--	--	--	
	वित्त प्रभार	--	--	--	--	--	--	--	
1.2.3	विदेशी ऋण 3								
	निकासी रकम	--	--	--	--	--	--	--	
	आई डी सी	--	--	--	--	--	--	--	
	वित्त प्रभार	--	--	--	--	--	--	--	
1.2.4	--	--	--	--	--	--	--	--	
	--	--	--	--	--	--	--	--	
	--	--	--	--	--	--	--	--	
1.2	विदेशी ऋण								
	निकासी रकम	--	--	--	--	--	--	--	
	आई डी सी	--	--	--	--	--	--	--	
	वित्त प्रभार	--	--	--	--	--	--	--	
1	आई डी सी से लिया गया कुल ऋण								
	वित्तीय प्रभार								
2	ईक्विटी								
2.1	ली गई विदेशी ईक्विटी								
2.2	ली गई भारतीय ईक्विटी	--	--	--	--	--	--	--	
	लगाई गई कुल ईक्विटी								

टिप्पण : ऋण और ईक्विटी की निकासी अनुसूची को पूरा किए जाने के लिए समरूप आधार पर की जाएगी। शुरु में उच्चतर ईक्विटी की निकासी अनुज्ञेय है।

याचिकाकर्ता

प्ररूप 17

प्रचालन और रखरखाव व्ययों की संगणना

उर्जा केन्द्र का नाम :

उर्जा केन्द्र का नाम :	1998-99	1999-2000	2000-01	2001-02	2002-03	औसत	आधार	द्वैतिक अवधि				
	1998-99	1999-2000	2000-01	2001-02	2002-03	औसत	आधार	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ओ एंड एम तारीख ²												
वास्तविक तारीख तक आधारिक ओ एंड एम												
(क) कुल ओ एंड एम व्यय												
(ख) प्रसामान्य ओ एंड एम व्यय												
अतिरिक्त कर्मचारिंद												
कोई अन्य												
(ग) आधार की संगणना ओ एंड एम (ए + बी)						ई	$X = E$ X $(1.04)^3$ और टक्का दोरीएल के लिए एम X $(1.04)^2$	XX (1.04)	XX (1.04) ²	XX (1.04) ³	XX (1.04) ⁴	XX (1.04) ⁵

निर्माणधीन वर्षवार ब्योरा दे ।

2003-04 स्तर के लिए प्रतिवर्ष प्रतिभूत 1000 करोड़ रुपए है ।
जबकि 2003-04 के लिए निम्नानुसार संगणित किया जाए ।

याचिकाकर्ता

प्रधान और रखरखाव के व्यय¹

उत्पादन केन्द्र का नाम

	मर्द ²	1998-99	1999-2000	2000-01	2001-02	2002-03
क	ओ एंड एम व्ययों का ब्यौरा					
1.	भंडार और पुर्जों की खपत					
2.	मरम्मत और रखरखाव					
3.	बीमा					
4.	सुरक्षा					
5.	प्रशासनिक व्यय - जल प्रभार - किराया - विद्युत प्रभार - यात्रा और वाहन - टेलीफोन, टेलेक्स, पोस्टेज - विज्ञापन - मनोरंजन - संदान - अन्य (मर्द विनिर्दिष्ट करें)					
6.	कर्मचारी लागत क) वेतन, मजदूरी और भत्ते ख) कर्मचारी कल्याण ग) उत्पादिकता आधारित प्रोत्साहन					
7.	कारपोरेट कार्यालय व्यय आबंटन					
8.	कुल (1 से 8) घटाएं : वसूली, यदि कोई हो कुल खर्चें					
टिप्पण - 1. उत्पादन केन्द्रों को कारपोरेट व्ययों के आबंटन की प्रक्रिया विनिर्दिष्ट की जानी चाहिए। 2. 20% के अधिकता में दिए गए शीर्ष के अंतर्गत ओ एंड एम व्ययों में वार्षिक वृद्धि को स्पष्ट किया जाए। 3. आंकड़े परीक्षित तुलनपत्र पर आधारित होना चाहिए।						
ख.	कारपोरेट व्ययों का ब्यौरा (कुल) - कर्मचारी व्यय - मरम्मत और अनुरक्षण - प्रशिक्षण और भर्ती - संचार - यात्रा - सुरक्षा - किराया - अन्य (मर्द विनिर्दिष्ट करें) - कुल					
ग.	कर्मचारी की संख्या के ब्यौरे i) कार्यपालक ii) गैर कार्यपालक iii) कुशल					
	iv) अकुशल कुल					
1. केवल तलचर टीपीएस और टांडा टीपीएस के लिए लागू। 2. तलचर टी पी एस के लिए अवधि 1998-99 से 2002-03 के लिए और टांडा टीपीएस के लिए 2000-01 से 2002-03 अवधि के लिए वास्तविक ओ एंड एम आंकड़े।						

याचिकाकर्ता

परिशिष्ट 1

भाग 3

टैरिफ फाइल करने वाला प्ररूप (पारेषण)

अनुक्रमणिका

भाग 3

पारेषण प्रणाली के लिए टैरिफ फाइल करने हेतु प्ररूप और अन्य जानकारी/दस्तावेजों की जांच सूची

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाला प्ररूप (पारेषण)	टिक
प्ररूप 1	सारांश शीट	
प्ररूप 2	पारेषण लाइनों और उपक्रेन्द्रों के ब्यौरे	
प्ररूप 3	टैरिफ की संगणना के लिए विचार किए गए मानकीय पैरामीटर	
प्ररूप 4	विदेशी ऋणों के ब्यौरे	
प्ररूप 5	विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत लागत का सारांश	
प्ररूप 5क	प्राक्कलित परियोजना लागत का सारांश और नई परियोजनाओं को लगाए जाने की अनुसूची	
प्ररूप 5ख	पारेषण प्रणाली के लिए परियोजना लागत का ब्यौरा	
प्ररूप 5ग	संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेज का ब्यौरा	
प्ररूप 5घ	घटकवार लागत के ब्यौरे	
प्ररूप 6	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वित्तीय पैकेज	
प्ररूप 7	परियोजना विनिर्दिष्ट ऋणों के ब्यौरे	
प्ररूप 8	विभिन्न पारेषण घटकों को कारपोरेट ऋणों के आबंटन के ब्यौरे	
प्ररूप 9	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप 10	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण	
प्ररूप 11	अवक्षयण का विवरण	
प्ररूप 12	अवक्षयण दर की संगणना	
प्ररूप 13	वास्तविक ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना	
प्ररूप 13क	ऋण पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप 14	अवक्षयण के लिए अग्रिम की संगणना (एएडी)	
प्ररूप 15	कामकाज पूंजी पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप 16	आई डी सी और वित्त प्रबंध प्रभागों की संगणना के लिए डाउन अनुसूची	
अन्य जानकारी/दस्तावेज		
क्रम सं.	जानकारी/दस्तावेज	टिक
1.	समामेलन प्रमाणपत्र, कारबार आरंभ करने के लिए प्रमाणपत्र, संगम ज्ञापन और संगम-अनुच्छेद (के वि वि आ को पहली बार के लिए टैरिफ आवेदन करने वाली कंपनी द्वारा स्थापित नए केंद्र के लिए)	
2.	नई पारेषण प्रणाली और सुसंगत वर्षों के लिए सभी अनुसूचियों और उपबंधों के साथ क्षेत्रवार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ तथा हानि लेखा	
3.	सुसंगत ऋण करारों की प्रतियां	
4.	पूंजी लागत और वित्तीय पैकेज के लिए सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियां	
5.	विदेशी ईक्विटी के लिए ईक्विटी भागीदारी करार और आवश्यक अनुमोदन की प्रतियां	
6.	फायदाग्राही, यदि कोई हों, सहित बी पी टी /टी एस ए की प्रतियां	
7.	समय और अधिक लागत, यदि कोई हों, को देने वाले ऋणों का ब्यौरेवार टिप्पण	
8.	कोई अन्य सुसंगत जानकारी (कृपया विनिर्दिष्ट करें)	

टिप्पण : सी डी/फ्लॉपी डिस्क के रूप में इलेक्ट्रॉनिक प्रतियां भी प्रस्तुत की जाएंगी ।

प्ररूप 1

सारांश शीट

कंपनी का नाम

परियोजना का नाम

पारिषद तत्व का नाम

क्षेत्र

(रुपए लाखों में)

क्रम सं.	विशिष्टियाँ	विद्यमान 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	अवक्षयण	प्ररूप - 11					
2.	ऋण पर ब्याज	प्ररूप - 13क					
3.	ईक्विटी पर वापसी ¹	प्ररूप - 14					
4.	अवक्षयण के लिए अग्रिम	प्ररूप - 15					
5.	कार्यकरण पूंजी पर ब्याज						
6.	प्रचालन और अनुक्षण व्यय						
	कुल						

¹ विनियम के अनुसार ईक्विटी पर विचार करते हुए संगणना के ब्यौरे प्रस्तुत किए जाएं।

याचिकाकर्ता

भाग 3

प्ररूप 2

पारेषण लाइनों और उप-केंद्रों के ब्यौरे

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम

परियोजना का नाम

क्षेत्र का नाम

पारेषण लाइन

क्रम सं.	लाइन का नाम	लाइन का प्रकार ए सी/एचवी डी सी	एस/सी या डी सी	वोल्टता स्तर कि.वा.	लाइन की लंबाई सीकेटी किमी.	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	इस स्थिति में है (हां/नहीं)
1							
2							
3							
4							
-							
-							
-							

उपकेंद्र

क्रम सं.	उप-केंद्र का नाम	उपकेंद्र का प्रकार पारम्परिक/जी आइ एस	वोल्टता स्तर कि.वा.	ट्रांसफार्मर रिएक्टरों/एस वी सी आदि (क्षमता सहित) की सं.	वेज की सं.	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	इस स्थिति में है (हां/नहीं)
1							
2							
3							
4							
-							
-							

याचिकाकर्ता

भाग 3

प्ररूप 3

टैरिफ की संगणना के लिए विचार किए जाने वाले मानकीय पैरोमीटर

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम _____

परियोजना का नाम _____

क्षेत्र का नाम _____

विशिष्टियां	यूनिट	यथा विद्यमान	के वि वि आ द्वारा यथा अधिसूचित				
		2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
लक्ष्य उपलब्धता	%						
मानकीय ओएडंएम प्रति सी के टी किमी.	रुपए लाखों में						
मानकीय ओ एंड एम प्रति बे	रुपए लाखों में						
ओ एंड एम के % के रुप में डब्ल्यू सी के लिए पुर्ज	%						
डब्ल्यू सी के लिए मास में प्राप्य	मास						
ईक्विटी पर वापसी की दर (%)	%						

याचिकाकर्ता

[illegible]

भाग 3

प्ररूप - 5

विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम :

परियोजना का नाम :

के.वि.वि.आ. द्वारा यथास्वीकृत पूंजी लागत	
..... को स्वीकृत पूंजी लागत	
(के.वि.वि.आ. के सुसंगत आदेश का याचिका सं. और तारीख सहित संदर्भ दें)	
विदेशी संघटक, यदि कोई हों, (मिलियन यू.एस. \$ या सुसंगत मुद्रा में)	
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)	
स्वीकृत पूंजी लागत के लिए विचार किए गए विदेशी मुद्रा दर	
स्वीकृत कुल पूंजी लागत (रुपए करोड़ में)	
	याचिकाकर्ता

भाग 3

प्ररूप 5क

नई परियोजनाओं के लिए प्राक्कलित पूंजी लागत और लगाए जाने की अनुसूची का सार

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम

पारेषण प्रणाली का नाम

क्षेत्र का नाम

पूंजी लागत प्राक्कलन

प्राक्कलित पूंजी लागत को अनुमोदित करने वाला निदेशक बोर्ड/अभिकरण :		
प्राक्कलित पूंजी लागत के अनुमोदन की तारीख :		
	वर्तमान दिन लागत	संपूर्ण लागत
अनुमोदित प्राक्कलन की कीमत स्तर वर्ष के तिमाही की समाप्ति के अनुसार	केंद्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार

पूंजी लागत प्राक्कलित के लिए विचार किए गए विदेशी मुद्रा दर		
पूंजी लागत आई डी सी और एफ सी को छोड़कर विदेशी संघटक, यदि कोई हों (मिलियन यू.एस. \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)		
पूंजी लागत आई डी सी और एफ सी को छोड़कर (रुपए करोड़ में)		
आई डी सी और एफ सी (रुपए करोड़ में)		
विदेशी संघटक, यदि कोई हों (मिलियन यू.एस. \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)		
कुल आई डी सी और एफ सी (रुपए करोड़ में)		
विचार किए गए करों और शुल्कों की दर		
पूंजी लागत जिसमें आई डी सी और एफ सी है विदेशी संघटक, यदि कोई हों (मिलियन यू.एस. \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रुपए करोड़ में)		
पूंजी लागत जिसमें आईडीसी और एफसी भी है (रुपए करोड़ में)		
लगाए जाने की अनुसूची		
यूनिट 1/ब्लाक 1 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
यूनिट 2/ब्लाक 2 की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
.....		
.....		
अंतिम यूनिट/ब्लाक की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
टिप्पण : 1 अनुमोदन की प्रति संलग्न की जानी चाहिए । 2 पूंजी लागत के ब्यौरे यथा लागू प्ररूप 5ख या 5ग के अनुसार दिए जाने हैं । 3 आई डी सी और वित्तीय प्रमारों के ब्यौरे प्ररूप 16 के अनुसार दिए जाने हैं ।		

याचिकाकर्ता

भाग 3
प्ररूप 5ख

पारेषण प्रणाली के लिए परियोजना लागत के ब्यौरे

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम

परियोजना का नाम

क्षेत्र का नाम

क्र. सं.	ब्रेक डाउन	लागत रुपए करोड़ में		अंतर	अंतर के लिए कारण	स्वीकृत लागत
		मूल प्रायकलन के अनुसार	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
क.	पारेषण लाइन					
1.0	प्रारंभिक संकर्म					
1.1	डिजाइन और इंजीनियरिंग					
1.2	प्रारंभिक निरीक्षण, मार्गाधिकार, वन निर्बाधन, पी टी सी सी साधारण सिविल संकर्म आदि					
1.3	कुल प्रारंभिक संकर्म					
2.0	पारेषण लाइन सामग्री					
2.1	टावर्स इस्पात					
2.2	कन्डक्टर					
2.3	अर्थ तार					
2.4	इंसुलेटर					
2.5	हार्डवेयर फिटिंग					
2.6	अतिरिक्त कन्डक्टर और अर्थ तार					
	कुल पारेषण लाइन सामग्री					
2.8	पुर्ज					
2.9	निर्माण, तार बंदी और सिविल संकर्म जिसमें नींव भी सम्मिलित हैं					
3.0	कर और शुल्क					
3.1	सीमा शुल्क					
3.2	अन्य कर और शुल्क					
	कुल कर और शुल्क					
	कुल - पारेषण लाइनें					
ख.	उपकेंद्र					
4.0	प्रारंभिक संकर्म और भूमि					
4.1	डिजाइन और इंजीनियरिंग					
4.2	भूमि					
4.3	स्थल की तैयारी					
	प्रारंभिक संकर्म और भूमि					
5.0	सिविल संकर्म					
5.1	नियंत्रण कक्ष और कार्यालय भवन जिसमें एचवीए सी भी है					

5.2	नगर और कालोनी					
5.3	सड़क और माल निकासी					
5.4	संरचना के लिए नीव					
5.5	प्रकीर्ण सिविल संकर्म					
	कुल सिविल संकर्म					
6.0	उपकेंद्र उपस्कर					
6.1	स्विच गियर (सी.टी., पी.टी., सर्किट ब्रेकर आइसोलेटर)					
6.2	ट्रांसफोर्मर्स					
6.3	क्षतिपूरक उपस्कर (रिएक्टर, एस वी सी आदि)					
6.4	नियंत्रण, रिले और संरक्षण पैनल					
6.5	पी एल सी सी					
6.6	एच बी डी सी पैकेज					
6.7	बस वार/कन्डक्टर्स/इन्सुलेटर्स					
6.8	बाहरी प्रकाश					
6.9	आपातकालीन डी.जी. सेट					
6.10	ग्राउंडिंग प्रणाली					
6.11	स्विचयार्ड के लिए संरचना					
	कुल उपकेंद्र उपस्कर					
7.0	पुर्ज					
8.0	कर और शुल्क					
8.1	सीमा-शुल्क					
8.2	अन्य कर और शुल्क					
8.3	कुल कर और शुल्क					
	कुल (उपकेंद्र)					
9.0	संनिर्माण और लगाए जाने के पूर्व के खर्च					
9.1	स्थल पर्यवेक्षण और स्थल प्रशासन आदि					
9.2	औजार और संयंत्र					
9.3	संनिर्माण बीमा					
	कुल संनिर्माण और लगाए जाने के पूर्व खर्च					
10.0	शीर्ष					
10.1	स्थापना					
10.2	संपरीक्षा और लेखा					
10.3	आकस्मिकता					
	कुल शीर्ष					
11.0	आईडीसी और एफसी के बिना परियोजना लागत					
12.0	आईडीसी और एफसी					
13.0	परियोजना लागत जिसमें आईडीसी और एफसी भी सम्मिलित है					

याचिकाकर्ता

तत्त्ववार लागत के ब्यौरे

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम

परियोजना का नाम

क्षेत्र का नाम

पारेषण लाइन

क्रम सं.	लाइन का नाम	आनुपातिक अनुमोदित लागत (रुपए लाखों में)	पूरी लागत (रुपए लाखों में)
1			
2			
3			
4			
-			
-			
-			

उपकेंद्र

क्रम सं.	उपकेंद्र का नाम	आनुपातिक अनुमोदित लागत (रुपए लाखों में)	पूरी लागत (रुपए लाखों में)
1			
2			
3			
4			
-			
-			

याचिकाकर्ता

भाग 3
प्ररूप 6

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वित्तीय पैकेज

कंपनी का नाम _____
परियोजना का नाम _____
पारेषण तत्व का नाम _____
वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को परियोजना लागत¹ _____
पारेषण तत्व की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख² _____

(रुपए लाखों में)

	यथा अनुमोदित वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को यथास्वीकृत	
	2	3	4	5	6	7
1		मुद्रा और रकम ³				
ऋण - 1		यूएस\$ 200 मि0				
ऋण - 2						
ऋण - 3						
और उससे आगे						
इक्विटी						
विदेशी						
घरेलू						
कुल इक्विटी						
ऋण : इक्विटी अनुपात						

¹ अर्थात् यू एस \$ 200 मि. + 400 करोड़ रुपए या 1200 करोड़ रुपए जिसमें यू एस \$ = 40 रु. की विनिमय दर पर यू एस \$ 200 मि.मी. सम्मिलित है।

² वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पारेषण तत्व का वाणिज्यिक प्रचालन अभिप्रेत है।

³ उदाहरणार्थ : यू एस \$ 200 मि. आदि।

याचिकाकर्ता

परियोजना विनिर्दिष्ट ऋणों के ब्यौरे

कंपनी का नाम _____

परियोजना का नाम _____

पारेषण तत्व का नाम _____

(रुपए लाखों में)

विशिष्टियां	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	पैकेज 6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.3.2004/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम ^{3,4,5,13,15}						
ब्याज का प्रकार ⁶						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁷						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁸	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
क्या कोई कैपस/फ्लोर है						
यदि उपरोक्त हां है तो कैपस/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि ¹⁰						
..... से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि ¹¹						
..... से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						
प्रतिसंदाय आवृत्ति ¹²						
प्रतिसंदाय किस्त ^{13,14}						
आधारिक विनिमय दर ¹⁶						

¹ ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण किया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, एफ सी आई, पी एफ सी आदि ।

² ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यू एस \$, डी एम, येन, भारतीय रुपए आदि ।

³ विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.04 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे ।

⁴ क्या ऋण पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं । तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक् रूप से दिए जाने हैं ।

⁵ यदि विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक् रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनितों के लिए पृथक् रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं ।

⁶ ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है ।

⁷ आधारिक दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है । निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारिक दर को भी संलग्न किया जाए ।

⁸ मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है।

⁹ समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिस पर अल्पकालिक दरें स्थिर कर दी गई हैं। यदि ऐसी शर्तें विद्यमान हैं तो सीमा विनिर्दिष्ट करें।

¹⁰ विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं।

¹¹ प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है।

¹² प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक, तिमाही, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है।

¹³ जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक् रूप से भी दी जाए।

¹⁴ यदि प्रतिसंदाय, किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक् रूप से दी जाए।

¹⁵ विदेशी ऋण की दशा में, प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए।

¹⁶ आधारिक विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2004 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत है।

याचिकाकर्ता

भाग 3

प्ररूप 8

विभिन्न पारेषण तत्वों को कारपोरेट ऋणों के आबंटन के ब्यौरे

कंपनी का नाम _____

परियोजना का नाम _____

पारेषण तत्व का नाम _____

(रुपए लाखों में)

विशिष्टियां	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	टिप्पणियां
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.3.2004/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम ^{3,4,5,13,15}						
ब्याज का प्रकार ⁶						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁷						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁸						
क्या कोई कैप्स/नियत है ⁹	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
यदि उपरोक्त हां है तो कैप्स/नियत को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि ¹⁰						
..... से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि ¹¹						
..... से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						
प्रतिसंदाय आवृत्ति ¹²						
प्रतिसंदाय किस्त ^{13,14}						
आधारिक विनिमय दर ¹⁶						

विभिन्न पारेषण तत्वों के लिए ऋण पैकेज का वितरण						
पूर्वी क्षेत्र						
पारेषण तत्व ¹						
पारेषण तत्व ² और उससे आगे						
कुल						
पश्चिमी क्षेत्र						
पारेषण तत्व ¹						
पारेषण तत्व ² और उससे आगे						
कुल						
उत्तरी क्षेत्र						
पारेषण तत्व ¹						
पारेषण तत्व ² और उससे आगे						
कुल						
दक्षिणी क्षेत्र						
पारेषण तत्व ¹						
पारेषण तत्व ¹² और उससे आगे						
कुल						
उत्तर-पूर्वी क्षेत्र						
पारेषण तत्व ¹						
पारेषण तत्व ² और उससे आगे						
कुल						
प्रादेशिक भार प्रेषण केंद्र						
कुल						

1. ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यू बी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, एफसीआई, पी एफ सी आदि ।
2. ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस \$, डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि ।
3. विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.04 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे ।
4. क्या ऋण पुनर्वित किया गया है, पुनर्वित के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं । तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक् रूप से दिए जाने हैं ।
5. यदि विभिन्न यूनियों में टैरिफ के लिए पृथक् रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनियों के लिए पृथक् रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं ।
6. ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है ।
7. आधारिक दर से पीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है । निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारिक दर को भी संलग्न किया जाए ।
8. मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है ।
9. समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिस पर अल्पकालिक दरें स्थिर कर दी गई हैं । यदि ऐसी शर्तें विद्यमान हैं तो सीमा विनिर्दिष्ट करें ।
10. विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं ।
11. प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है ।
12. प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक, तिमाही, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है ।
13. जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक् रूप से भी दी जाए ।
14. यदि प्रतिसंदाय किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक् रूप से दी जाए ।
15. विदेशी ऋण की दशा में, प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए ।
16. आधारिक विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2004 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत है ।

अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम

परियोजना का नाम

पारेषण तत्व का नाम

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख

(रुपए लाखों में)

वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से आरंभ)	चास्तविक			स्वीकृत	
	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और उससे आगे
1	2	3	4	5	6
संकर्म/उपस्कर में पूंजीकृत रकम					
वित्तीय ब्यौरे					
ऋण - 1					
ऋण - 2					
ऋण - 3 और उससे आगे					
कुल ऋण ²					
ईक्विटी					
आंतरिक संसाधन					
अन्य					
कुल					

¹ वर्ष 1 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के वित्तीय वर्ष को निर्दिष्ट करता है और वर्ष 2 तथा वर्ष 3 आदि क्रमशः पश्चात्वर्ती वित्तीय वर्ष है।

² अपेक्षित अतिरिक्त पूंजीकरण को पूरा करने वाले ऋण के ब्यौरे प्ररूप 7 या 8, जो भी सुसंगत हो, के अनुसार दिए जाएं।

याचिकाकर्ता

भाग 3
प्ररूप 11

अवक्षयण का विवरण

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम

परियोजना का नाम

पारेषण तत्व का नाम

(रुपए लाखों में)

वित्तीय वर्ष	2000-01 तक ¹	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
पूँजी लागत पर अवक्षयण									
अतिरिक्त पूँजीकरण पर अवक्षयण									
अतिरिक्त पूँजीकरण की रकम									
अवक्षयण रकम									
एफईआरवी के ब्यौरे									
एफईआरवी की वह रकम जिस पर अवक्षयण प्रभाति किया गया है									
अवक्षयण रकम									
वर्ष के दौरान प्राप्त अवक्षयण									
वर्ष के दौरान वसूले गए अवक्षयण के लिए अग्रिम									
वर्ष के दौरान सम्मिलित अवक्षयण के लिए अवक्षयण और अग्रिम									
वर्ष तक वसूल किए गए संचयी									
अवक्षयण और अग्रिम									

¹ यदि 2001-04 की अवधि के लिए टैरिफ का आयोग द्वारा आदेश नहीं दिया जाता है तो 2000-01 तक टैरिफ में वसूले गए अवक्षयण को उसी प्ररूप में पृथक् रूप से समर्थक ब्यौरों सहित वर्षवार ब्यौरों के साथ दिया जाए।

याचिकाकर्ता

अवक्षयण दर की संगणना

कंपनी का नाम

परियोजना का नाम

पारेषण तत्व का नाम

(रुपए लाखों में)

क्रम सं.	आस्तियों का नाम	31.3.04 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को जो भी बाद में, कुल ब्लाक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	अवक्षयण रकम
	1	2	3	4 = स्तंभ 2 x 3
1.	भूमि			
2.	भवन			
3.	और उससे आगे			
4.				
5.				
6.				
7.				
8.				
9.				
10.				
11.				
12.				
13.				
14.				
15.				
16.				
17.				
18.				
19.				
20.				
21.				
22.				
23.				
24.				
25.				
26.				
27.				

28.				
29.				
30.				
31.				
32.				
	कुल			
	भारित औसत अवक्षयण दर (%)			
¹ आस्तियों के नामों की अधिसूचना से संलग्न अवक्षयण अनुसूची में उल्लिखित आस्तियों के विवरण के लिए पुष्टि की जानी चाहिए।				
				याचिकाकर्ता

भाग 3

प्ररूप 13

वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना

कंपनी का नाम

परियोजना का नाम

पारेषण तत्व का नाम

(रुपए लाखों में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
	ऋण 1						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	घटाए वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	ऋण पर ब्याज की दर						
	ऋण पर ब्याज						
	ऋण 2						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						

	घटाएँ वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	ऋण पर ब्याज की दर						
	ऋण पर ब्याज						
	ऋण 3 और उससे आगे						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
	वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	ऋण पर ब्याज की दर						
	ऋण पर ब्याज						
	कुल ऋण						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - आरंभिक						
	जोड़े : वर्ष के दौरान निकासी						
	घटाएँ वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
	कुल ऋण - अंतिम						
	औसत कुल ऋण						
	ऋण पर ब्याज						

¹ विदेशी ऋण की दशा में, इसे भारतीय रुपए में गणना करके प्रस्तुत किया जाना है। तथापि, मूल मुद्रा की गणना इसी प्ररूप में पृथक् रूप से प्रस्तुत की जाती है।

याचिकाकर्ता

भाग 3

प्ररूप 14

अवक्षयण के लिए अग्रिम

कंपनी का नाम

परियोजना का नाम

पारेषण तत्व का नाम

(रुपए लाखों में)

विशिष्टियां	विद्यमान 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7
ऋणों के 1/10वां						
ऋण पर ब्याज निकालने के लिए विचार किए गए ऋणों का प्रतिसंदाय						
ऊपर का न्यूनतम						
वर्ष के दौरान अवक्षयण						
अवक्षयण के लिए अग्रिम ¹						
¹ यदि रकम शून्य है: इसे शून्य दर्शित किया जाएगा।						
						याचिकाकर्ता

प्ररूप 15

कामकाज पूंजी पर ब्याज की संगणना

कंपनी का नाम

परियोजना का नाम

पारेषण तत्व का नाम

(रुपए लाखों में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ओ एंड एम व्यय						
2.	रखरखाव पुर्ज						
3.	प्राप्य						
	कुल कामकाज पूंजी						
	ब्याज की दर						
	कामकाज पूंजी पर ब्याज						
							याचिकाकर्ता

भाग 3

प्ररूप 16

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का नाम

परियोजना का नाम

क्षेत्र का नाम

आई डी सी और वित्त प्रभासों की संगणना के लिए ड्रा डाउन अनुसूची

(रुपए लाखों में)

क्रम सं.	ड्रा डाउन विशिष्टियाँ	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर एन (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख)		
		विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम
1.	ऋण									
1.1	विदेशी ऋण									
1.1.1	विदेशी ऋण ¹									
	निकासी रकम									
	आई डी सी									
	वित्त प्रभार									
1.1.2	विदेशी ऋण ²									
	निकासी रकम									
	आई डी सी									
	वित्त प्रभार									
1.1.3	विदेशी ऋण ³									
	निकासी रकम									
	आई डी सी									
	वित्त प्रभार									
1.1.4	—									
	—									
	—									
1.1	कुल विदेशी ऋण									
	निकासी रकम									
	आई डी सी									
	वित्त प्रभार									
1.2	भारतीय ऋण									

1.2.1	भारतीय ऋण ¹									
	निकासी रकम	--	--		--	--		--	--	
	आई डी सी	--	--		--	--		--	--	
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	भारतीय ऋण ²									
	निकासी रकम	--	--		--	--		--	--	
	आई डी सी	--	--		--	--		--	--	
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--	
1.2.3	विदेशी ऋण 3									
	निकासी रकम	--	--		--	--		--	--	
	आई डी सी	--	--		--	--		--	--	
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--	
1.2.4	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
1.2	कुल भारतीय ऋण									
	निकासी रकम	--	--		--	--		--	--	
	आई डी सी	--	--		--	--		--	--	
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--	
1	आई डी सी से लिया गया कुल ऋण									
	वित्त प्रभार									
2	ईक्विटी									
2.1	ली गई विदेशी ईक्विटी									
2.2	ली गई भारतीय ईक्विटी	--	--		--	--		--	--	
	लगाई गई कुल ईक्विटी									

टिप्पण : ऋण और ईक्विटी की निकासी अनुसूची को पूरा कए जाने के लिए समरूप आधार पर की जाएगी । शुरु में उच्चतर ईक्विटी की निकासी अनुज्ञेय है ।

याचिकाकर्ता

परिशिष्ट-II

अवमूल्यन अनुसूची

सम्पत्तियों का विवरण	उपयोगी जीवन वर्ष	परिकलित दर (90 % के आधार पर परिकलित)	
		1	2 3 = 1*2
अ. पूर्ण स्वामित्व में भूमि °	अपरिमित	---	
ब. पट्टे पर ली गई भूमि			
(1) भूमि में निवेश के लिए	पट्टे की अवधि या पट्टे के आबंटन पर समाप्त न हुई शेष अवधि	---	
(2) क्लीरिंग स्थल की लागत	स्थल की क्लीरिंग की तिथि को पट्टे की शेष बची हुई अवधि	---	
ग. सम्पत्ति			
स्थरीय गई नई सम्पत्ति			
(क) संयंत्र नींव सहित उत्पादन स्टेशनों में संयंत्र एवं मशीनरी			
(1) जल विद्युत	35	2.57	90
(2) स्टीम -विद्युत एन.एच.आर.एस. एवं वेस्ट हीट रिकवरी बॉयलर/ संयंत्र	25	3.60	90
(3) डीजल-विद्युत एवं गैस संयंत्र	15	6.00	90
(ख) कूलिंग टावर एवं चक्करदार जल प्रणाली	25	3.60	90

(ग) जल-विद्युत प्रणाली के भाग के
रूप में जलीय कार्य जिसमें शामिल हैं-

(1) बाँध, स्पिलवे वियर, नहर-पुनः पक्के, फ्लूमेल् एवं साइफन	50	1.80	90
(2) पुनः पक्की की गई पाइप लाईन, 35 एवं सर्ज (टैंक) जलीय नियंत्रण वाल्व एवं अन्य जलीय कार्य		2.57	90

(घ) स्थाई प्रकृति के भवन एवं सिविल
इंजीनियरिंग कार्य, जिनका ऊपर
उल्लेख नहीं है :-

(1) कार्यालय एवं शोरूम	50	1.80	90
(2) तापीय-विद्युत उत्पादन संयंत्र	25	3.60	90
(3) जल-विद्युत उत्पादन संयंत्र	35	2.57	90
(4) लकड़ी से बने अस्थाई खड़ी संरचना	5	18.0	90
(5) कच्ची के अतिरिक्त अन्य सड़कें	50	1.80	90
(6) अन्य	50	1.80	90

(ङ) ट्रांसफार्मर्स, ट्रांसफार्मर (कियोस्क)

उप-स्टेशन उपकरण एवं अन्य लगे उपस्कर
(संयंत्र नींव सहित)

(1) ट्रांसफार्मर (नींव सहित) 100 कि. वोल्ट एम्पियर एवं ऊपर के रेटिंग वाले	25	3.60	90
(2) अन्य	25	3.60	90

(च) स्विचगियर, केबल कनेक्शन सहित

25	3.60	90
----	------	----

(छ) लाइटनिंग अरेस्टर

(1) स्टेशन टाइप	25	3.60	90
(2) पोल टाइप	15	6	90
(3) सिन्क्रोनस कन्डेसर	35	2.57	90

(ज) बैटरी	5	18.00	90
(1) ज्वाइन्ट बॉक्स तथा तथा डिस्कनेक्टेड बॉक्स सहित भूमिगत केबल	35	2.57	90
(2) केबल डक्ट प्रणाली	50	1.80	90
(झ) सपोर्ट सहित आवर हेड लाइन			
(1) 66 के.वी. से अधिक के नामिनल वोल्टेज पर फैब्रिकेटेड स्टील प्रचालन पर लाइनें	35	2.57	90
(2) 13.2 कि. वाट से अधिक, लेकिन 66 किलोवाट से अधिक नहीं, नामिनल वोल्टेज पर स्टील सपोर्ट प्रचालन पर लाइन	25	3.60	90
(3) स्टील या इन्फोर्स कंक्रीट सपोर्ट्स लाइनें	25	3.60	90
(4) शोधित लकड़ी सपोर्ट्स पर लाइन	25	3.60	90
(ञ) मीटर	15	6.00	90
(ट) सेल्फ प्रोपेल्ड वेहिकल	5	18.00	90
(ठ) वातानुकूलित संयंत्र			
(1) स्टेटिक	15	6.00	90
(2) पोर्टेबल	5	18.00	90
(ड) (1) कार्यालय का फर्नीचर			
एवं फिटिंग	15	6.00	90
(2) कार्यालय के उपकरण	15	6.00	90
(3) फिटिंग एवं उपस्करों सहित आंतरिक वायरिंग	15	6.00	90
(4) स्ट्रीट लाइट की फिटिंग	15	6.00	90
(ढ) किराये पर लिए गए उपस्कर			
(1) मोटर के अलावा	5	18.00	90
(2) मोटर	15	6.00	90

(ण) संचार उपकरण

(1) रेडियो एवं उच्च बारम्बारता कैरियर प्रणाली	15	6.00	90
(2) टेलीफोन लाइन एवं टेलीफोन	15	6.00	90
(ण) पुरानी खरीदी गई सम्पत्ति तथा अनुसूची में अन्यथा न दी गई सम्पत्ति		मालिक द्वारा अधिग्रहण करते समय सम्पत्ति की प्रकृति, आय एवं दशा को ध्यान में रखते हुए प्रत्येक मामले में सक्षम सरकार द्वारा यथा निर्धारित उचित अवधि	

परिशिष्ट-III**ट्रांसमिशन प्रणाली उपलब्धता की गणना संबंधी प्रक्रिया**

1. क्षेत्रीय ट्रांसमिशन प्रणाली की उपलब्धता की गणना के लिए ट्रांसमिशन एलिमेंट को निम्न प्रकार के समूह में बांटा जाएगा :-
 - (1) ए. सी. ट्रांसमिशन लाइनें :- ए.सी. ट्रांसमिशन लाइन की प्रत्येक सर्किट को एक एलिमेंट समझा जाएगा।
 - (2) इन्टर-कनेक्टिंग ट्रांसफार्मर (आई.सी.टी.) : प्रत्येक आई.सी.टी. बैंक (3 सिंगल फेज ट्रांसफार्मर एक साथ) से एक एलिमेंट बनेगा।
 - (3) स्टैटिक वी.ए.आर. कम्पनसेटर (एस.वी.सी.) :- एस.वी.सी. एवं एस.वी.सी. ट्रांसफार्मर को मिलाकर एक एलिमेंट बनेगा। तथापि, 50% क्रेडिट, इन्डक्टिव तथा 50% कैपेसिटिव दर निर्धारण के लिए दिया जाएगा।
 - (4) स्वीचइ बस रिएक्टर : प्रत्येक स्वीचइ बस रिएक्टर को एक एलिमेंट समझा जाएगा।
 - (5) एच. वी. डी. सी. लाइनें :- दोनों छोरों पर सहायक उपकरणों के साथ एच. वी. डी. सी. के प्रत्येक पोल को एक एलिमेंट समझा जाएगा।
 - (6) एच. वी.डी. सी. बैक-टू-बैक स्टेशन : एच. वी. डी. सी. बैक-टू-बैक स्टेशन का प्रत्येक ब्लॉक एक एलिमेंट माना जाएगा। यदि सम्बद्ध ए. सी. लाइन (एच वी डी सी बैक-टू-बैक के जरिए अन्तः क्षेत्रीय विद्युत के स्थानान्तरण के लिए आवश्यक) उपलब्ध नहीं है, तो एच. वी. डी. सी. बैक-टू-बैक स्टेशन ब्लॉक को भी अनुपलब्ध माना जाएगा।

2. क्षेत्रीय ट्रांसमिशन प्रणाली की उपलब्धता की गणना इस प्रकार की जाएगी :-

% प्रणाली उपलब्धता

$$= \frac{\text{ओ} \times \text{ए.वी.}_{\text{ओ}} + \text{पी} \times \text{ए.वी.}_{\text{पी}} + \text{क्यू} \times \text{ए.पी.}_{\text{क्यू}} + \text{आर} \times \text{ए.वी.}_{\text{आर}} + \text{एस} \times \text{ए.वी.}_{\text{एस}} + \text{टी} \times \text{ए.वी.}_{\text{टी}}}{\text{ओ} + \text{पी} + \text{क्यू} + \text{आर} + \text{एस} + \text{टी}} \times 100$$

यहाँ

ओ = कुल ए. सी. लाइनों की संख्या

ए.वी._ओ = ओ. ए. सी. लाइनों की उपलब्धता

पी = एच. वी. डी. सी. पोलों की कुल संख्या

ए.वी._{पी} = पी. एच. वी. डी. सी. पोलों की उपलब्धता

क्यू = आई. सी. टी. की कुल संख्या

ए.वी._{क्यू} = क्यू आई. सी. टी. की उपलब्धता

आर = एस.वी.सी की कुल संख्या

ए.वी._{आर} = आर एस.वी.सी की उपलब्धता

एस = स्वीचड बस रिएक्टर की कुल संख्या

ए.वी._{एस} = एस स्वीचड बस रिएक्टरों की उपलब्धता

टी = एच.वी.डी.सी. बैक-टू-बैक की कुल संख्या

ए.वी._{टी} = टी एच.पी.डी.सी. बैक-टू-बैक स्टेशन ब्लॉकों की उपलब्धता

3. ट्रांसमिशन तत्वों की प्रत्येक श्रेणी के लिए वेटेज फैक्टर इस प्रकार होगा :-

(क) ए. सी. लाइन के प्रत्येक सर्किट के लिए, गैर प्रतिकरण (अनकम्पसेटेड लाइन) लाइन के लिए सर्ज इम्पेडेंस लोडिंग को सर्किट कि.मी. से गुणा किया जाना है। विभिन्न वोल्टेज लेवल तथा संचालक कन्फिगरेशन के लिए एस. आई. एल.इस परिशिष्ट अनुलग्नक-1 में दिया गया है। अंतर क्षेत्रीय ए. सी. लाइनों के लिए प्रत्येक क्षेत्र को 50% वेटेज फैक्टर आवंटित किया जाएगा।

(ख) प्रत्येक एच.वी.डी.सी. पोल के लिए निर्धारित एम. डब्ल्यू. क्षमता X सर्किट कि.मी.

(ग) प्रत्येक आई.सी.टी. बैक के लिए - निर्धारित एम.वी.ए. क्षमता

- (घ) एस.वी.सी. के लिए निर्धारित एम.वी.ए.आर. क्षमता (इन्टक्टिव एवं केपेसिटिव)
- (ङ) स्वीचड बस रिएक्टर के लिए - निर्धारित एम.वी.ए.आर. क्षमता
- (च) दो क्षेत्रीय ग्रिडों को जोड़ने वाले एच.वी.डी.सी. बैक-टू-बैक स्टेशन - प्रत्येक क्षेत्र के प्रत्येक ब्लॉक की निर्धारित एम.डब्ल्यू क्षमता का 50%।
4. ट्रांसमिशन एलीमेंट की प्रत्येक श्रेणी के लिए उपलब्धता को वेटेज फैक्टर, विचाराधीन कुल घन्टे तथा उस श्रेणी के प्रत्येक एलीमेंट के लिए गैर-उपलब्ध घन्टों के आधार गणना की जाएगी। ट्रांसमिशन एलीमेंट की प्रत्येक श्रेणी की उपलब्धता की गणना के लिए फार्मूला इस परिशिष्ट के अनुलग्नक-II में दिया गया है।
5. निम्न कारणों से बाधित ट्रांसमिशन एलीमेंट, पावरग्रिड पर आरोप्य नहीं होगा तथा उसे उपलब्ध समझा जाएगा।
- (1) पावरग्रिड ट्रांसमिशन प्रणाली की बन्दी जिसे किसी अन्य अभिकरण/अभिकरणों ने अपनी ट्रांसमिशन लाइनों के रख-रखाव तथा निर्माण के लिए प्राप्त किया है।
- (2) अत्यधिक वोल्टेज के कारण पावरग्रिड लाइनों की मैनुअल ट्रिपिंग तथा आर.एल.डी.सी. के निर्देशों के अनुसार स्वीचड बस रिएक्टर की मैनुअल ट्रिपिंग।
6. निम्न कारणों के लिए पावरग्रिड ट्रांसमिशन एलीमेंटों को आउटेज समय, विचाराधीन अवधि के अन्तर्गत एलीमेंट के कुल समय से घटा दिया जाएगा।
- (1) प्राकृतिक कारणों से तथा पावरग्रिड के नियंत्रण के बाहर के कारणों से होने वाला एलीमेंट आउटेज तथापि, आई.ई.बी. के सदस्य सचिव द्वारा संतुष्ट होने पर, उपरोक्त कारणों से होने के कारण होने वाला लोप, पावरग्रिड का समझा जाएगा। इस एलीमेंट को पुनः ठीक करने के लिए उपयुक्त समय आर.ई.बी. के सदस्य सचिव द्वारा दिया जाएगा तथा इस उचित समय के अलावा पुनः एलीमेंट को ठीक करने के लिए पावर ग्रिड द्वारा मांगा गया अतिरिक्त समय पावरग्रिड को दिया गया लोप समय माना जाएगा। सदस्य सचिव-आर.ई.बी. समय वृद्धि के आकलन के लिए पावरग्रिड तथा किसी विशेषज्ञ से सम्पर्क कर सकते हैं। ई. आर. एस. की सहायता से चालू किया गया सर्किट उपलब्ध माना जाएगा।
- (2) ग्रिड में किसी घटना/व्यवधान के कारण होने वाले लोप पावरग्रिड पर आरोपित नहीं किया जाएगा अर्थात् अन्य अभिकरण द्वारा अपने स्वामित्व में लिए गए सब स्टेशन तथा बेज में होने वाला फाल्ट, जिससे पावर ग्रिड एलीमेंट का लोप हो। तथापि, यदि आर.एल.डी.सी. से निर्देश प्राप्त करने पर भी एलीमेंट को पुनः ठीक नहीं किया जाता है तो ग्रिड की घटना/व्यवधान को उचित समय में इस प्रणाली को सामान्य बनाते समय यह समझा जाएगा कि समस्त समयावधि के लिए यह एलीमेंट उपलब्ध नहीं है तथा लोप समय, पावरग्रिड पर आरोपित किया जाएगा।
7. यदि किसी तत्त्व के लोप होने पर केन्द्रीय क्षेत्र के स्टेशन में उत्पादन में हानि होती है तो एलीमेंट की लोप अवधि, उस दिन, जब उत्पादन की ऐसी क्षति हुई थी, के लिए वास्तविक लोप अवधि से दुगुनी अवधि मानी जाएगी।

अनुलग्नक-I

ए.सी. लाइनों की सर्ज इम्पेडेस लोडिंग (एस.आई.एल.)

क्रम सं०	लाइन वोल्टेज	कन्डक्टर कन्फिगरेशन	एस.आई.एल.
1.	765	क्वैड वेर्सिमिस	2250
2.	400	क्वैड वेर्सिमिस	691
3.	400	द्वीन गूस	515
4.	400	द्वीन ए.ए.ए.सी.	425
5.	400	क्वैड जेबरा	647
6.	400	क्वैड ए.ए.ए.सी.	646
7.	400	ट्रिपल स्नोबर्ड	605
8.	400	ए.सी.के.सी (500/26)	556
9.	400	द्वीन ए.सी.ए.आर.	557
10.	220	द्वीन जेबरा	175
11.	220	सिंगल जेबरा	132
12.	132	सिंगल पैन्थर	50
13.	66	सिंगल डॉग	10

अनुलग्नक-II

ट्रांसमिशन एलिमेंट के प्रत्येक श्रेणी की उपलब्धता की गणना संबंधी सूत्र

$$ए.वी._{ओ} = (\text{ए. सी. लाइनों की ओ संख्या की उपलब्धता}) = \frac{\sum_{i=1}^O \frac{W_i(T_i - T_{NAi})}{T_i}}{\sum_{i=1}^O W_i}$$

$$ए.वी._{पी} = (\text{एच. वी. डी. पी. पोल की पी संख्या की उपलब्धता}) = \frac{\sum_{j=1}^P \frac{W_j(T_j - T_{NAj})}{T_j}}{\sum_{j=1}^P W_j}$$

$$ए.वी._{क्यू} = (\text{आई. सी. टी. की क्यू संख्या की उपलब्धता}) = \frac{\sum_{k=1}^q \frac{W_k(T_k - T_{NAk})}{T_k}}{\sum_{k=1}^q W_k}$$

एवी_{आर} = (एस वी सी की आर संख्या की उपलब्धता)

$$\left[= \sum_{l=1}^r \frac{0.5W_l(T_l - T_{NA,l})}{T_l} + \sum_{l=1}^r \frac{0.5W_{cl}(T_{cl} - T_{NA,cl})}{T_{cl}} \right] / \left[= \sum_{l=1}^r 0.5W_l + \sum_{l=1}^r 0.5W_{cl} \right]$$

$$\text{एवी}_{\text{एस}} = (\text{स्विचड बस रिएक्टरों की एस संख्या की उपलब्धता}) = \frac{\sum_{m=1}^s \frac{W_m(T_m - T_{NA,m})}{T_m}}{\sum_{m=1}^s W_m}$$

$$\text{एवी}_{\text{टी}} = (\text{एच.पी.डी.सी. बैक-टू-बैक स्टेशन ब्लॉकों की टी संख्या की उपलब्धता}) = \frac{\sum_{n=1}^t \frac{W_n(T_n - T_{NA,n})}{T_n}}{\sum_{n=1}^t W_n}$$

जब

W_i = i^{th} ट्रांसमिशन लाइन के लिए भार घटक

W_j = j^{th} एच वी डी सी पोल के लिए भार घटक

W_k = k^{th} आई सी टी के लिए भार घटक

W_l & W_{cl} = l^{th} एस वी सी के इंडक्टिव और कैपेसिटिव प्रचालन के लिए भार घटक

W_m = m^{th} बस रिएक्टर के लिए भार घटक

W_n = n^{th} एच वी डी सी बैक-टू-बैक ब्लॉक के लिए भार घटक

$T_i, T_j, T_k, T_l, T_{cl}$ = i^{th} ए.सी. लाइन, j^{th} एच वी डी सी पोल,

T_m & T_n k^{th} आई सी टी, l^{th} एस वी सी (इंडक्टिव प्रचालन)

l^{th} एस वी सी (कैपेसिटिव प्रचालन), m^{th} स्विचड बस रिएक्टर और

n^{th} एच वी डी सी बैक-टू-बैक ब्लॉक के लिये कुल घंटे

(उस अवधि के अलावा जिसका आउटेज पावरग्रिड को पैराग्राफ 6 के अनुसार आरोप्य नहीं है।)

$T_{NA,i}, T_{NA,j}, T_{NA,k}, T_{NA,l}$ = i^{th} ए.सी. लाइन, j^{th} एच वी डी सी पोल,

$T_{NA,l}, T_{NA,m}$ & $T_{NA,n}$ k^{th} आई सी टी, l^{th} एस वी सी (इंडक्टिव प्रचालन),

l^{th} एस वी सी (कैपेसिटिव प्रचालन)

m^{th} स्विचड बस रिएक्टर तथा n^{th} एच वी डी सी बैक-टू-बैक ब्लॉक के लिए विचारणीय अवधि के दौरान अनुपलब्ध घंटे (पावर ग्रिड के लिए जिम्मेदार न ठहराए जाने वाले आउटेजिस की समय-अवधि को छोड़कर, जिसे प्रक्रिया के पैरा 5 के अनुसार उपलब्ध समझा गया।)

CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

NOTIFICATION

New Delhi, the 26th March, 2004

No. L-7/25(5)/2003-TC.—In exercise of powers conferred under Section 178 of the Electricity Act, 2003, and all other powers enabling in this behalf, and after previous publication, the Central Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations, namely :—

CHAPTER 1

PRELIMINARY

1. **Short title and commencement:** (1) These regulations may be called the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2004.

(2) These regulations shall come into force on 1.4.2004, and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period of 5 years.

Provided that where a project, including a part thereof, has been commissioned before the date of commencement of these regulations and whose tariff has not been finally determined by the Commission till that date, tariff in respect of such a project or part thereof, as the case may be, for the period ending 31.3.2004 shall be determined in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Terms & Conditions of Tariff) Regulations, 2001.

(3) Words and expressions used in these regulations and not defined herein but defined in the Act shall have the meaning assigned to them under the Act.

2. **Scope and extent of application:** (1) Where tariff has been determined through transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government, the Commission shall adopt such tariff in accordance with the provisions of the Act.

(2) These regulations shall apply in all other cases where tariff is to be determined by the Commission based on capital cost.

Provided that the Commission may prescribe the relaxed norms of operation, including the norms of target availability and Plant Load Factor contained in these regulations for a generating station the tariff of which is not determined in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2001, and the relaxed norms shall be applicable for determination of tariff for such a generating station.

3. **Norms of operation to be ceiling norms:** For removal of doubts, it is clarified that the norms of operation specified under these regulations are the ceiling norms and this shall not preclude the generating company or the transmission licensee, as the case may be, and the beneficiaries from agreeing to improved norms of operation and in case the improved norms are agreed to, such improved norms shall be applicable for determination of tariff.

4. Tariff determination: (1) Tariff in respect of a generating station under these regulations shall be determined stage-wise, unit-wise or for the whole generating station and tariff for the transmission system shall be determined line-wise, sub-station-wise and system-wise, as the case may be, and aggregated to regional tariff.

(2) For the purpose of tariff, the capital cost of the project shall be broken up into stages and by distinct units forming part of the project. Where the stage-wise, unit-wise, line-wise or sub-station-wise break up of the capital cost of the project is not available and in case of on-going projects, the common facilities shall be apportioned on the basis of the installed capacity of the units and lines or sub-stations. In relation to multi-purpose hydro electric projects, with irrigation, flood control and power components, the capital cost chargeable to the power component of the project only shall be considered for determination of tariff.

Explanation

For the purpose of this chapter, 'project' includes a generating station and the transmission system.

5. Application for determination of tariff: (1) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, may make an application for fixation of tariff in respect of the completed units of the generating station or the lines or sub-stations of the transmission system.

(2) In case of the existing generating station or the existing transmission system, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall make an application for determination of tariff as per Appendix I to these regulations.

(3) In case of a generating station or the transmission system declared under commercial operation on or after 1.4.2004, an application for fixation of tariff shall be made in two stages, namely:

(i) A generating company or a transmission licensee may make an application as per Appendix I to these regulations, for determination of provisional tariff in advance of the anticipated date of completion of the project based on the capital expenditure actually incurred up to the date of making of the application or a date prior to making of the application, duly audited and certified by the statutory auditors, and the provisional tariff shall be charged from the date of commercial operation of the respective unit of the generating station or the line or sub-station of the transmission system;

(ii) A generating company or the transmission licensee shall make a fresh application as per Appendix I to these regulations, for determination of final tariff based on actual capital expenditure incurred up to the date of commercial operation of the generating station or the transmission system, duly audited and certified by the statutory auditors:

6. Core Business : For the purpose of these regulations, core business means the regulated activities of generation or transmission of electricity and does not include any other business or activity, like consultancy, telecommunication, of the generating company or the transmission licensee.

7. **Tax on Income:** (1) Tax on the income streams of the generating company or the transmission licensee, as the case may be, from its core business, shall be computed as an expense and shall be recovered from the beneficiaries.

(2) Any under-recoveries or over-recoveries of tax on income shall be adjusted every year on the basis of income-tax assessment under the Income-Tax Act, 1961, as certified by the statutory auditors.

Provided that tax on any income stream other than the core business shall not constitute a pass through component in tariff and tax on such other income shall be payable by the generating company or transmission licensee, as the case may be.

Provided further that the generating station-wise profit before tax in the case of the generating company and the region-wise profit before tax in case of the transmission licensee as estimated for a year in advance shall constitute the basis for distribution of the corporate tax liability to all the generating stations and regions.

Provided further that the benefits of tax-holiday as applicable in accordance with the provisions of the Income-Tax Act, 1961 shall be passed on to the beneficiaries.

Provided further that in the absence of any other equitable basis the credit for carry forward losses and unabsorbed depreciation shall be given in the proportion as provided in the second proviso to this regulation.

Provided further that income-tax allocated to the thermal generating station shall be charged to the beneficiaries in the same proportion as annual fixed charges, the income-tax allocated to the hydro generating station shall be charged to the beneficiaries in the same proportion as annual capacity charges and in case of inter-state transmission, the sharing of income-tax shall be in the same proportion as annual transmission charges.

8. **Tax Escrow Mechanism:** (1) The beneficiaries shall maintain an interest-bearing tax escrow account in a scheduled bank, to which all amounts of interest shall be credited.

(2) The tax liability shall be estimated two months before the commencement of each year and intimated to the beneficiaries. The generating company or the transmission licensee shall endeavour to minimize its liability on account of taxes recoverable from the beneficiaries.

(3) The generating company or the transmission licensee shall be authorised to withdraw the amounts for settling the income-tax liability on presentation to the escrow holder, a certificate from their statutory auditors that the amounts are immediately due and payable to the taxing authority.

(4) The generating company or the transmission licensee shall pay into the tax escrow account any refund received from the taxing authority.

(5) The refunds, if any, shall not be paid back to the beneficiaries and shall be adjusted in the escrow account. Any balance due or returnable shall be rolled over to the next year.

(6) The escrow accounts shall be reflected in the books of accounts of the beneficiaries as their bank account.

9. **Extra Rupee Liability:** (1) Extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the normative foreign debt or actual foreign debt, as the case may be, in the relevant year shall be permissible provided it directly arises out of Foreign Exchange Rate Variation and is not attributable to the generating company or the transmission licensee or its suppliers or contractors. Every generating company and the transmission licensee shall recover Foreign Exchange Rate Variation on a year to year basis as income or expense in the period in which it arises and Foreign Exchange Rate Variation shall be adjusted on a year to year basis.

10. **Recovery of Income-tax and Foreign Exchange Rate Variation:** Recovery of Income-tax and Foreign Exchange Rate Variation shall be done directly by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, from the beneficiaries without making any application before the Commission.

Provided that in case of any objections by the beneficiaries to the amounts claimed on account of income-tax or Foreign Exchange Rate Variation, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, may make an appropriate application before the Commission for its decision.

11. **Deviation from norms:** (1) Tariff for sale of electricity by a generating company may also be determined in deviation of the norms specified in these regulations subject to the conditions that:

(a) The overall per unit tariff of electricity over the entire life of the asset, calculated on the basis of the norms in deviation does not exceed the per unit tariff calculated on the basis of the norms specified in these regulations; and

(b) Any such deviation shall come into effect only after approval by the Commission.

(2) In case of the existing generating stations, TPS-I and TPS-II (Stage I & II) of Neyveli Lignite Corporation Ltd, whose tariff was initially determined by following Net Fixed Assets approach based on mutual agreement between Neyveli Lignite Corporation Ltd and the beneficiaries, tariff shall continue to be determined by adopting Net Fixed Assets approach.

12. **Power to Remove Difficulties:** If any difficulty arises in giving effect to these regulations, the Commission may, of its own motion or otherwise, by an order and after giving a reasonable opportunity to those likely to be affected by such order, make such provisions, not inconsistent with these regulations, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

13. **Power to Relax:** The Commission, for reasons to be recorded in writing, may vary any of the provisions of these regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

CHAPTER 2

THERMAL POWER GENERATING STATIONS

14. **Definitions:** Unless the context otherwise requires, for the purpose of this chapter, :-

(i) **'Act'** means the Electricity Act, 2003;

(ii) **'Additional Capitalisation'** means the capital expenditure actually incurred after the date of commercial operation of the generating station and admitted by the Commission after prudence check subject to provisions of regulation 18;

(iii) **'Authority'** means Central Electricity Authority referred to in Section 70 of the Act;

(iv) **'Auxiliary Energy Consumption' or 'AUX'** in relation to a period means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station and transformer losses within the generating station, and shall be expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station;

(v) **'Availability'** in relation to a thermal generating station for any period means the average of the daily average declared capacities (DCs) for all the days during that period expressed as a percentage of the installed capacity of the generating station minus normative auxiliary consumption in MW, and shall be computed in accordance with the following formula:

N

$$\text{Availability} = 10000 \times \sum_{i=1}^N \text{DC}_i / \{ N \times \text{IC} \times (100 - \text{AUX}_n) \} \%$$

where,

IC = Installed Capacity of the generating station in MW,

DC_i = Average declared capacity for the ith day of the period in MW,

N = Number of days during the period, and

AUX_n = Normative Auxiliary Energy Consumption as a percentage of gross generation;

(vi) **'Beneficiary'** in relation to a generating station means the person buying power generated at such a generating station on payment of Annual Fixed Charges;

(vii) **'Block'** in relation to a combined cycle thermal generating station includes combustion turbine – generator(s), associated waste heat recovery boiler(s), connected steam turbine – generator and auxiliaries;

(viii) **'Commission'** means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in Section 76 of the Act;

(ix) **'Cut off Date'** means the date of first financial year closing after one year of the date of commercial operation of the generating station;

(x) **'Date of Commercial Operation'** or **'COD'** in relation to a unit means the date declared by the generator after demonstrating the Maximum Continuous Rating (MCR) or Installed Capacity (IC) through a successful trial run after notice to the beneficiaries and in relation to the generating station the date of commercial operation means the date of commercial operation of the last unit or block of the generating station;

(xi) **'Declared Capacity'** or **'DC'** means the capability of the generating station to deliver ex-bus electricity in MW declared by such generating station in relation to any period of the day or whole of the day, duly taking into account the availability of fuel;

Note

In case of a gas turbine generating station or a combined cycle generating station, the generating station shall declare the capacity for units and modules on gas fuel and liquid fuel separately, and these shall be scheduled separately. Total declared capacity and total scheduled generation for the generating station shall be the sum of the declared capacity and scheduled generation for gas fuel and liquid fuel for the purpose of computation of availability and Plant Load Factor respectively.

(xii) **'Existing Generating Station'** means a generating station declared under commercial operation from a date prior to 1.4.2004;

(xiii) **'Gross Calorific Value'** or **'GCV'** in relation to a thermal power generating station means the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;

(xiv) **'Gross Station Heat Rate'** or **'GHR'** means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals;

(xv) **'Infirm Power'** means electricity generated prior to commercial operation of the unit of a generating station;

(xvi) **'Installed Capacity'** or **'IC'** means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the

generating station (reckoned at the generator terminals) as approved by the Commission from time to time;

(xvii) **'Maximum Continuous Rating' or 'MCR'** in relation to a unit of the thermal power generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters, and in relation to a unit or block of a combined cycle thermal power generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer with water/steam injection (if applicable) and corrected to 50 Hz grid frequency and specified site conditions;

(xviii) **'Operation and Maintenance Expenses' or 'O&M Expenses'** means the expenditure incurred on operation and maintenance of the generating station, including part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and overheads;

(xix) **'Original Project Cost'** means the actual expenditure incurred by the generating company, as per the original scope of the project up to the first financial year closing after one year of the date of commercial operation of the last unit as admitted by the Commission for determination of tariff;

(xx) **'Plant Load Factor' or 'PLF'** for a given period, means the total sent out energy corresponding to scheduled generation during the period, expressed as a percentage of sent out energy corresponding to installed capacity in that period and shall be computed in accordance with the following formula:

$$PLF = 10000 \times \frac{\sum_{i=1}^N SG_i}{\{N \times IC \times (100 - AUX_n)\}} \%$$

where,

IC = Installed Capacity of the generating station in MW,

SG_i = Scheduled Generation in MW for the i^{th} time block of the period,

N = Number of time blocks during the period, and

AUX_n = Normative Auxiliary Energy Consumption as a percentage of gross generation;

(xxi) **'Project'** means a generating station;

(xxii) **'Scheduled Generation' or 'SG'** at any time or for any period or time block means schedule of generation in MW ex-bus given by the Regional Load Despatch Centre;

Note

For the gas turbine generating station or a combined cycle generating station if the average frequency for any time block, is below 49.52 Hz but not below 49.02 Hz and the scheduled generation is more than 98.5% of the declared capacity,

the scheduled generation shall be deemed to have been reduced to 98.5% of the declared capacity, and if the average frequency for any time block is below 49.02 Hz and the scheduled generation is more than 96.5% of the declared capacity, the scheduled generation shall be deemed to have been reduced to 96.5% of the declared capacity.

(xxiii) 'Small Gas Turbine Power Generating Station' means and includes gas turbine/combined cycle generating stations with gas turbines in the capacity range of 50 MW or below;

(xxiv) 'Unit' in relation to a thermal power generating station means steam generator, turbine-generator and auxiliaries, or in relation to a combined cycle thermal power generating station, means turbine-generator and auxiliaries; and

(xxv) 'Year' means a financial year.

15. **Components of Tariff:** (1) Tariff for sale of electricity from a thermal power generating station shall comprise of two parts, namely, the recovery of annual capacity (fixed) charges and energy (variable) charges.

(2) The annual capacity (fixed) charges shall consist of:

- (a) Interest on loan capital;
- (b) Depreciation, including Advance Against Depreciation;
- (c) Return on equity;
- (d) Operation and maintenance expenses; and
- (e) Interest on working capital.

(3) The energy (variable) charges shall cover fuel cost.

16. **Norms of Operation:** The norms of operation as given hereunder shall apply:

(i) **Target Availability for recovery of full Capacity (Fixed) charges**

- (a) All thermal power generating stations, except those covered under clauses (b) and (c) below - 80%
- (b) Thermal power generating stations of Neyveli Lignite Corporation Ltd (TPS-I, TPS-II, Stage I&II and TPS-I Expansion) and Talchar Thermal Power Station of National Thermal Power Corporation Ltd. - 75%
- (c) Tanda Thermal Power Station of National Thermal Power Corporation Ltd. - 60%

Note

Recovery of capacity (fixed) charges below the level of target availability shall be on *pro rata* basis. At zero availability, no capacity charges shall be payable.

(ii) Target Plant Load Factor for Incentive

- (a) All thermal power generating stations, except those covered under clauses (b) and (c) below - 80%
- (b) Thermal power generating stations of Neyveli Lignite Corporation Ltd (TPS-I, TPS-II, Stage I&II and TPS I Expansion) and Talcher Thermal Power Station of National Thermal Power Corporation Ltd. - 75%
- (c) Tanda Thermal Power Station of National Thermal Power Corporation Ltd. - 60%

(iii) Gross Station Heat Rate

- (a) Coal-based thermal power generating stations, other than those covered under clauses (b) and (c) below

	200/210/250 MW sets	500 MW and above sets
During stabilization period	2600 KCal/kWh	2550 KCal/kWh
Subsequent period	2500 KCal/kWh	2450 KCal/kWh

Note 1

In respect of 500 MW and above units where the boiler feed pumps are electrically operated, the gross station heat rate shall be 40 kCal/kWh lower than the station heat rate indicated above.

Note 2

For generating stations having combination of 200/210/250 MW sets and 500 MW and above sets, the normative gross station heat rate shall be the weighted average station heat rate.

(b) Talcher Thermal Power Station 3100 kCal/kWh

(c) Tanda Thermal Power Station 3000 kCal/kWh

(d) Lignite-fired thermal power generating stations

(1) For lignite-fired generating stations except for TPS-I and TPS-II (Stage I & II) of Neyveli Lignite Corporation Ltd, the gross station heat rates specified under clause (a) above for coal-based thermal power generating stations shall be corrected, using multiplying factors as given below:

- (i) For lignite having 50% moisture: Multiplying factor of 1.10
- (ii) For lignite having 40% moisture: Multiplying factor of 1.07
- (iii) For lignite having 30% moisture: Multiplying factor of 1.04

- (iv) For other values of moisture content, multiplying factor shall be pro-rated for moisture content between 30-40 and 40-50 depending upon the rated values of multiplying factor for the respective range given under sub-clauses (i) to (iii) above.

(2) TPS-I and TPS-II (Stage I & II) of Neveli Lignite Corporation Ltd

TPS-I	3900 kCal/kWh
TPS-II	2850 kCal/kWh

(e) Gas Turbine/Combined Cycle generating stations

- (i) Existing generating stations owned by National Thermal Power Corporation Ltd.

Name of Generating station	Combined cycle (kCal/kWh)	Open cycle (kCal/kWh)
Gandhar GPS	2000	2900
Kawas GPS	2075	3010
Anta GPS	2075	3010
Dadri GPS	2075	3010
Auraiya GPS	2100	3045
Faridabad GPS	2000	2900
Kayamkulam GPS	2000	2900

- (ii) Generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2004

	<u>Advanced Class Machines</u>	<u>E/EA/EC/E2 Class Machines</u>
Open cycle -	2685 kCal/kWh	2830 kCal/kWh
Combined cycle -	1850 kCal/kWh	1950 kCal/kWh

- (iii) Small Gas Turbine Power Generating Stations:

(a) Assam Gas Based Power Station, Kathalguri:

Open Cycle	--	3225 kCal/kWh
Combined Cycle	--	2250 kCal/kWh

(b) Agartala Gas Based Power Station, Ramchandranagar:

Open Cycle	--	3580 kCal/kWh
------------	----	---------------

- (c) Other than (a) and (b) above:

	With Natural Gas	With Liquid Fuel
Open Cycle	3125 kCal/kWh	1.02 x 3125 kCal/kWh
Combined Cycle	2030 kCal/kWh	1.02 x 2030 kCal/kWh

(iv) **Secondary fuel oil consumption**

(a) Coal-based generating stations:

(i) All coal-based thermal power generating stations except those covered under sub-clauses (ii) and (iii) below

During Stabilization period	Subsequent period
4.5 ml/kWh	2.0 ml/kWh
(ii) Talcher Thermal Power Station	3.5 ml/kWh
(iii) Tanda Thermal Power Station	3.5 ml/kWh

(b) Lignite-fired generating stations:

During Stabilization period	Subsequent period
5.0 ml/kWh	3.0 ml/kWh

(v) **Auxiliary Energy Consumption**

(a) Coal-based generating stations:

	With cooling tower	Without cooling tower
(i) 200 MW series	9.0%	8.5%
(ii) 500 MW series		
Steam driven boiler feed pumps	7.5%	7.0%
Electrically driven boiler feed pumps	9.0%	8.5%
(iii) Talcher Thermal Power Station	11.0%	
(iv) Tanda Thermal Power Station	11.0%	

(b) Gas Turbine/Combined Cycle generating stations:

(i) Combined cycle	3.0%
(ii) Open cycle	1.0%

(c) Lignite-fired thermal power generating stations:

- (i) All generating stations, except TPS-I and TPS-II (Stage I & II) of Neyveli Lignite Corporation Ltd:

The auxiliary energy consumption norms shall be 0.5 percentage point more than the above auxiliary energy consumption norms of coal-based generating stations at (v) (a) (i) & (ii) above.

- (ii) TPS-I & TPS-II Stage-I&II of Neyveli Lignite Corporation Ltd.:

TPS-I	12.0%
TPS-II	10.0%

Note

During stabilization period, normative auxiliary consumption shall be reckoned at 0.5 percentage point more than the norms indicated at (a), (b) and (c) above.

(vi) Stabilization period

In relation to a unit, stabilization period shall be reckoned commencing from the date of commercial operation of that unit as follows, namely:

- | | | |
|--|---|----------|
| (a) Coal-based and lignite-fired generating stations | - | 180 days |
| (b) Gas turbine/combined cycle generating stations | - | 90 days |

Note

The stabilization period and relaxed norms applicable during the stabilization period shall cease to apply from 1.4.2006.

17. **Capital Cost:** Subject to prudence check by the Commission, the actual expenditure incurred on completion of the project shall form the basis for determination of final tariff. The final tariff shall be determined based on the admitted capital expenditure actually incurred up to the date of commercial operation of the generating station and shall include capitalised initial spares subject to following ceiling norms as a percentage of the original project cost as on the cut off date:

- | | | |
|---|---|------|
| (i) Coal-based/lignite-fired generating stations | - | 2.5% |
| (ii) Gas Turbine/Combined Cycle generating stations | - | 4.0% |

Provided that where the power purchase agreement entered into between the generating company and the beneficiaries provides a ceiling of actual expenditure, the capital expenditure shall not exceed such ceiling for determination of tariff;

Provided further that in case of the existing generating stations, the capital cost admitted by the Commission prior to 1.4.2004 shall form the basis for determination of tariff.

Note

Scrutiny of the project cost estimates by the Commission shall be limited to the reasonableness of the capital cost, financing plan, interest during construction, use of efficient technology, and such other matters for determination of tariff.

18. **Additional capitalisation:** (1) The following capital expenditure within the original scope of work actually incurred after the date of commercial operation and up to the cut off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (i) Deferred liabilities;
- (ii) Works deferred for execution;
- (iii) Procurement of initial capital spares in the original scope of work, subject to ceiling specified in regulation 17;
- (iv) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court; and
- (v) On account of change in law.

Provided that original scope of work along with estimates of expenditure shall be submitted along with the application for provisional tariff.

Provided further that a list of the deferred liabilities and works deferred for execution shall be submitted along with the application for final tariff after the date of commercial operation of the generating station.

(2) Subject to the provisions of clause (3) of this regulation, the capital expenditure of the following nature actually incurred after the cut off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (i) Deferred liabilities relating to works/services within the original scope of work;
- (ii) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court;
- (iii) On account of change in law;
- (iv) Any additional works/services which have become necessary for efficient and successful operation of the generating station, but not included in the original project cost; and
- (v) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in the original scope of work.

(3) Any expenditure on minor items/assets like normal tools and tackles, personal computers, furniture, air-conditioners, voltage stabilizers, refrigerators, fans, coolers, TV, washing machines, heat-convectors, carpets, mattresses etc. brought after the cut off date shall not be considered for additional capitalisation for determination of tariff with effect from 1.4.2004.

Note

The list of items is illustrative and not exhaustive.

(4) Impact of additional capitalisation in tariff revision may be considered by the Commission twice in a tariff period, including revision of tariff after the cut off date.

Note 1

Any expenditure admitted on account of committed liabilities within the original scope of work and the expenditure deferred on techno-economic grounds but falling within the original scope of work shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in regulation 20.

Note 2

Any expenditure on replacement of old assets shall be considered after writing off the gross value of the original assets from the original project cost, except such items as are listed in clause (3) of this regulation.

Note 3

Any expenditure admitted by the Commission for determination of tariff on account of new works not in the original scope of work shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in regulation 20.

Note 4

Any expenditure admitted by the Commission for determination of tariff on renovation and modernization and life extension shall be serviced on normative debt-equity ratio specified in regulation 20 after writing off the original amount of the replaced assets from the original project cost.

19. **Sale of Infirm Power:** Any revenue (other than the recovery of fuel cost) earned by the generating company from sale of infirm power, shall be taken as reduction in capital cost and shall not be treated as revenue.

20. **Debt-Equity Ratio:** (1) In case of all generating stations, debt-equity ratio as on the date of commercial operation shall be 70:30 for determination of tariff. Where equity employed is more than 30%, the amount of equity for determination of tariff shall be limited to 30% and the balance amount shall be considered as the normative loan.

Provided that in case of a generating station where actual equity employed is less than 30%, the actual debt and equity shall be considered for determination of tariff.

(2) The debt and equity amount arrived at in accordance with clause (1) shall be used for calculating interest on loan, return on equity, Advance Against Depreciation and Foreign Exchange Rate Variation.

21. **Computation of Capacity (Fixed) Charges:** (1) The capacity charges shall be computed on the following basis and their recovery shall be related to target availability.

(i) **Interest on loan capital**

(a) Interest on loan capital shall be computed loan wise on the loans arrived at in the manner indicated in regulation 20.

(b) The loan outstanding as on 1.4.2004 shall be worked out as the gross loan as per regulation 20 minus cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.3.2004. The repayment for the period 2004-09 shall be worked out on a normative basis.

(c) The generating company shall make every effort to swap the loan as long as it results in net benefit to the beneficiaries. The costs associated with such swapping shall be borne by the beneficiaries.

(d) The changes to the loan terms and conditions shall be reflected from the date of such swapping and benefit passed on to the beneficiaries.

(e) In case of any dispute, any of the parties may approach the Commission with proper application. However, the beneficiaries shall not withhold any payment as ordered by the Commission to the generating company during pendency of any dispute relating to swapping of loan.

(f) In case any moratorium period is availed of by the generating company, depreciation provided for in the tariff during the years of moratorium shall be treated as repayment during those years and interest on loan capital shall be calculated accordingly.

(g) The generating company shall not make any profit on account of swapping of loan and interest on loan.

(ii) **Depreciation, including Advance Against Depreciation**

(a) **Depreciation**

For the purpose of tariff, depreciation shall be computed in the following manner, namely:

(i) The value base for the purpose of depreciation shall be the historical cost of the asset;

(ii) Depreciation shall be calculated annually, based on straight line method over the useful life of the asset and at the rates prescribed in Appendix II to these regulations.

The residual life of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the historical capital cost of the asset. Land is not a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing 90% of the historical cost of the asset. The historical capital cost of the asset shall include additional capitalisation on account of Foreign Exchange Rate Variation up to 31.3.2004 already allowed by the Central Government /Commission.

(iii) On repayment of entire loan, the remaining depreciable value shall be spread over the balance useful life of the asset.

(iv) Depreciation shall be chargeable from the first year of operation. In case of operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on *pro rata* basis.

(b) **Advance Against Depreciation**

In addition to allowable depreciation, the generating company shall be entitled to Advance Against Depreciation, computed in the manner given hereunder:

AAD = Loan repayment amount as per regulation 21 (i) subject to a ceiling of $1/10^{\text{th}}$ of loan amount as per regulation 20 minus depreciation as per schedule

Provided that Advance Against Depreciation shall be permitted only if the cumulative repayment up to a particular year exceeds the cumulative depreciation up to that year;

Provided further that Advance Against Depreciation in a year shall be restricted to the extent of difference between cumulative repayment and cumulative depreciation up to that year.

(iii) **Return on Equity:**

Return on equity shall be computed on the equity base determined in accordance with regulation 20 @ 14% per annum.

Provided that equity invested in foreign currency shall be allowed a return up to the prescribed limit in the same currency and the payment on this account shall be made in Indian Rupees based on the exchange rate prevailing on the due date of billing.

Explanation

The premium raised by the generating company while issuing share capital and investment of internal resources created out of free reserve of the generating

company, if any, for the funding of the project, shall also be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the generating station and forms part of the approved financial package.

(iv) **Operation and Maintenance expenses**

Normative operation and maintenance expenses shall be as follows, namely:

(a) Coal-based generating stations except Talcher Thermal Power Station and Tanda Thermal Power Station of National Thermal Power Corporation Ltd

Year	(Rs. in lakh/MW)	
	200/210/250 MW sets	500 MW and above sets
2004-05	10.40	9.36
2005-06	10.82	9.73
2006-07	11.25	10.12
2007-08	11.70	10.52
2008-09	12.17	10.95

Note

For the generating stations having combination of 200/210/250 MW sets and 500 MW and above set, the weighted average value for operation and maintenance expenses shall be adopted.

(b) (i) Talcher Thermal Power Station

The base operation and maintenance expenses including insurance, for the year 2000-01 shall be derived by averaging the actual operation and maintenance expenses for the years 1998-99 to 2002-03 based on the audited balance sheets and by excluding abnormal operation and maintenance expenses, if any, after a prudence check by the Commission.

The average of such normalised operation and maintenance expenses, after prudence check, for the years 1998-99 to 2002-03 considered as operation and maintenance expenses for the year 2000-01 shall be escalated at the rate of 4% per annum to arrive at operation and maintenance expenses for the base year 2003-04.

The operation and maintenance expenses for the base year 2003-04 shall be escalated further at the rate of 4% per annum to arrive at

permissible operation and maintenance expenses for the relevant year of tariff period.

(ii) Tanda Thermal Power Station

The base operation and maintenance expenses including insurance, for the year 2001-02 shall be derived by averaging the actual operation and maintenance expenses for the years 2000-01 to 2002-03 based on the audited balance sheets and by excluding abnormal operation and maintenance expenses, if any, after a prudence check by the Commission.

The average of such normalised operation and maintenance expenses, after prudence check, for the years 2000-01 to 2002-03 considered as operation and maintenance expenses for the year 2001-02 shall be escalated at the rate of 4% per annum to arrive at operation and maintenance expenses for the base year 2003-04.

The operation and maintenance expenses for the base year 2003-04 shall be escalated further at the rate of 4% per annum to arrive at permissible operation and maintenance expenses for the relevant year of tariff period.

(c) Gas Turbine/Combined Cycle generating stations

(Rs. in lakh/MW)

Year	Gas Turbine/Combined Cycle generating stations other than small gas turbine power generating stations		Small gas turbine power generating stations
	With warranty spares of 10 years	Without warranty spares	Without warranty spares
2004-05	5.20	7.80	9.46
2005-06	5.41	8.11	9.84
2006-07	5.62	8.44	10.24
2007-08	5.85	8.77	10.65
2008-09	6.08	9.12	11.07

(d) Lignite-fired generating stations

(Rs. in lakh/MW)

Year	200/210/250 MW series	TPS-I of NLC
2004-05	10.40	15.20
2005-06	10.82	15.81
2006-07	11.25	16.44
2007-08	11.70	17.10

2008-09	12.17	17.78
---------	-------	-------

(v) **Interest on Working Capital**

(a) Working capital shall cover:

Coal based/Lignite-fired generating stations

- (i) Cost of coal or lignite for 1½ months for pit-head generating stations and two months for non-pit-head generating stations, corresponding to the target availability;
- (ii) Cost of secondary fuel oil for two months corresponding to the target availability;
- (iii) Operation and Maintenance expenses for one month;
- (iv) Maintenance spares @ 1% of the historical cost escalated @ 6% per annum from the date of commercial operation; and
- (v) Receivables equivalent to two months of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on the target availability.

Gas Turbine/Combined Cycle generating stations

- (i) Fuel cost for one month corresponding to the target availability duly taking into account the mode of operation of the generating station on gas fuel and liquid fuel;
- (ii) Liquid fuel stock for ½ month;
- (iii) Operation and maintenance expenses for one month;
- (iv) Maintenance spares at 1% of the historical cost escalated @ 6% per annum from the date of commercial operation ; and
- (v) Receivables equivalent to two months of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on target availability.

(b) Rate of interest on working capital shall be on normative basis and shall be equal to the short-term Prime Lending Rate of State Bank of India as on 1.4.2004 or on 1st April of the year in which the generating station or a unit thereof is declared under commercial operation, whichever is later. Interest on working capital shall be payable on normative basis

notwithstanding that the generating company has not taken working capital loan from any outside agency.

(2) Full capacity charges shall be recoverable at target availability specified in regulation 16. Recovery of capacity (fixed) charges below the level of target availability shall be on *pro rata* basis. At zero availability, no capacity charges shall be payable.

(3) The payment of capacity charges shall be on monthly basis in proportion to the allocated capacity.

22. Energy Charges:

(i) Generating stations covered under ABT

Energy (variable) Charges shall cover fuel costs and shall be worked out on the basis of ex-bus energy scheduled to be sent out from the generating station as per the following formula:

Energy Charges (Rs) = Rate of Energy Charges in Rs/kWh X Scheduled Energy (ex-bus) for the month in kWh corresponding to scheduled generation.

(ii) Generating stations other than those covered under ABT

Energy (variable) charges shall cover fuel costs and shall be worked out on the basis of ex-bus energy delivered / sent out from the generating station as per the following formula:

Energy Charges (Rs) = Rate of Energy Charges in Rs/kWh X Energy delivered (ex-bus) for the month in kWh

Where,

Rate of Energy Charges (REC) shall be the sum of the cost of normative quantities of primary and secondary fuel for delivering ex-bus one kWh of electricity in Rs/kWh and shall be computed as under:

$$REC = \frac{100\{P_p \times (Q_p)_n + P_s \times (Q_s)_n\}}{(100-(AUX_n))} \quad (Rs/kWh)$$

Where,

P_p = Price of primary fuel namely coal or lignite or gas or liquid fuel in Rs/Kg or Rs/cum or Rs./litre, as the case may be.

$(Q_p)_n$ = Quantity of primary fuel required for generation of one kWh of electricity at generator terminals in Kg or litre or cum, as the case may be, and shall be computed

on the basis of normative Gross Station Heat Rate (less heat contributed by secondary fuel oil for coal/lignite based generating stations) and gross calorific value of coal/lignite or gas or liquid fuel as fired.

P_s = Price of Secondary fuel oil in Rs./ml,
 $(Q_s)_n$ = Normative Quantity of Secondary fuel oil in ml/kWh as per clause 16 (iv), as the case may be, and
 AUX_n = Normative Auxiliary Energy Consumption as % of gross generation as per clause 16 (v), as the case may be.

(iii) **Adjustment of rate of energy charge (REC) on account of variation in price or heat value of fuels**

Initially, Gross Calorific Value of coal/lignite or gas or liquid fuel shall be taken as per actuals of the preceding three months. Any variation shall be adjusted on month to month basis on the basis of Gross Calorific Value of coal/lignite or gas or liquid fuel received and burnt and landed cost incurred by the generating company for procurement of coal/lignite, oil, or gas or liquid fuel, as the case may be. No separate petition need to be filed with the Commission for fuel price adjustment. In case of any dispute, an appropriate application in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business Regulations), 1999, as amended from time to time or any statutory re-enactment thereof, shall be made before the Commission.

(iv) **Landed Cost of Coal**

The landed cost of coal shall include price of coal corresponding to the grade/quality of coal inclusive of royalty, taxes and duties as applicable, transportation cost by rail/road or any other means, and, for the purpose of computation of energy charges, shall be arrived at after considering normative transit and handling losses as percentage of the quantity of coal dispatched by the coal supply company during the month as given below:

Pit head generating stations	:	0.3%
Non-Pit head generating stations	:	0.8%

23. **Incentive**: Incentive shall be payable at a flat rate of 25.0 paise/kWh for ex-bus scheduled energy corresponding to scheduled generation in excess of ex-bus energy corresponding to target Plant Load Factor.

24. **Unscheduled Interchange(UI) Charges**: (1) Variation between actual generation or actual drawal and scheduled generation or scheduled drawal shall be accounted for through Unscheduled Interchange (UI) Charges. UI for a generating station shall be equal to its actual generation minus its scheduled generation. UI for a beneficiary shall be equal to its total actual drawal minus its total scheduled drawal. UI

shall be worked out for each 15 minute time block. Charges for all UI transactions shall be based on average frequency of the time block and the following rates shall apply with effect from 1.4.2004 :

Average Frequency of time block	UI Rate (Paise per kWh)
50.5 Hz and above	0.0
Below 50.5 Hz and up to 50.48 Hz	8.0
Below 49.04 Hz and up to 49.02 Hz	592.0
Below 49.02 Hz	600.0
Between 50.5 Hz and 49.02 Hz	linear in 0.02 Hz step

(Each 0.02 Hz step is equivalent to 8.0 paise /kWh within the above range.)

Note

The above average frequency range and UI rates are subject to change through a separate notification by the Commission.

- (2) (i) Any generation up to 105% of the declared capacity in any time block of 15 minutes and averaging up to 101% of the average declared capacity over a day shall not be construed as gaming, and the generator shall be entitled to UI charges for such excess generation above the scheduled generation (SG).

(ii) For any generation beyond the prescribed limits, the Regional Load Despatch Centre shall investigate so as to ensure that there is no gaming, and if gaming is found by the Regional Load Despatch Centre, the corresponding UI charges due to the generating station on account of such extra generation shall be reduced to zero and the amount shall be adjusted in UI account of beneficiaries in the ratio of their capacity share in the generating station.

25. **Rebate:** For payment of bills of capacity charges and energy charges through a letter of credit on presentation, a rebate of 2% shall be allowed. If the payments are made by a mode other than through a letter of credit but within a period of one month of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1% shall be allowed.

26. **Late Payment Surcharge:** In case the payment of bills of capacity charges and energy charges by the beneficiary (ies) is delayed beyond a period of 1 month from the date of billing, a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month shall be levied by the generating company.

27. **Scheduling:** Read with the provisions of the Indian Electricity Grid Code, the methodology of scheduling and calculating availability shall be as under:

- (i) The generator shall make an advance declaration of capability of its generating station. The declaration shall be for that capability which can be actually made available.

The declaration shall be for the capability of the generating station to deliver ex-bus MW for the next day either as one figure for the whole day or as different

figures for different periods of the day. The capability as declared by the generator, also referred to as the declared capacity, shall form the basis of generation scheduling.

(ii) While making or revising its declaration of capability, the generator shall ensure that the declared capability during peak hours is not less than that during other hours. However, exception to this rule shall be allowed in case of tripping/re-synchronisation of units as a result of forced outage of units.

(iii) Generation scheduling shall be done in accordance with the operating procedure stipulated in the Indian Electricity Grid Code.

(iv) Based on the declaration of the generator, the Regional Load Despatch Centre shall communicate their shares to the beneficiaries out of which they shall give their requisitions.

(v) Based on the requisitions given by the beneficiaries and taking into account technical limitations on varying the generation and also taking into account transmission system constraints, if any, the Regional Load Despatch Centre shall prepare the economically optimal generation schedules and drawal schedules and communicate the same to the generator and the beneficiaries.

The Regional Load Despatch Centre shall also formulate the procedure for meeting contingencies both in the long run and in the short run (Daily scheduling).

(vi) The scheduled generation and actual generation shall be ex-bus at the generating station. For beneficiaries, the scheduled and actual net drawals shall be at their respective receiving points.

(vii) For calculating the net drawal schedules of beneficiaries, the transmission losses shall be apportioned to their drawal schedules for the time being.

Provided that a refinement may be specified by the Commission in future depending on the preparedness of the respective Regional Load Despatch Centre.

(viii) In case of forced outage of a unit, the Regional Load Despatch Centre shall revise the schedules on the basis of revised declared capability. The revised declared capability and the revised schedules shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the revision is advised by the generator to be the first one.

(ix) In the event of bottleneck in evacuation of power due to any constraint, outage, failure or limitation in the transmission system, associated switchyard and sub-stations owned by the Central Transmission Utility or any other transmission licensee involved in inter-state transmission (as certified by the Regional Load Despatch Centre) necessitating reduction in generation, the Regional Load Despatch Centre shall revise the schedules which shall become effective from

the 4th time block, counting the time block in which the bottleneck in evacuation of power has taken place to be the first one. Also, during the first, second and third time blocks of such an event, the scheduled generation of the generating station shall be deemed to have been revised to be equal to actual generation, and the scheduled drawals of the beneficiaries shall be deemed to have been revised to be equal to their actual drawals.

(x) In case of any grid disturbance, scheduled generation of all the generating stations and scheduled drawal of all the beneficiaries shall be deemed to have been revised to be equal to their actual generation/drawal for all the time blocks affected by the grid disturbance. Certification of grid disturbance and its duration shall be done by the Regional Load Despatch Centre.

(xi) Revision of declared capability by the generator(s) and requisition by beneficiary(ies) for the remaining period of the day shall also be permitted with advance notice. Revised schedules/declared capability in such cases shall become effective from the 6th time block, counting the time block in which the request for revision has been received in the Regional Load Despatch Centre to be the first one.

(xii) If, at any point of time, the Regional Load Despatch Centre observes that there is need for revision of the schedules in the interest of better system operation, it may do so on its own, and in such cases, the revised schedules shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the revised schedule is issued by the Regional Load Despatch Centre to be the first one.

(xiii) Generation schedules and drawal schedules issued/revised by the Regional Load Despatch Centre shall become effective from designated time block irrespective of communication success.

(xiv) For any revision of scheduled generation, including post facto deemed revision, there shall be a corresponding revision of scheduled drawals of the beneficiaries.

(xv) A procedure for recording the communication regarding changes to schedules duly taking into account the time factor shall be evolved by the Central Transmission Utility.

Note

In case of a generating station, contracting to supply power only to the State in which it is located, the scheduling, metering and energy accounting shall be carried out by the respective State Load Despatch Centre.

28. **Demonstration of Declared Capability:** (1) The generating company may be required to demonstrate the declared capability of its generating station as and when asked by the Regional Load Despatch Centre of the region in which the generating

station is situated. In the event of the generating company failing to demonstrate the declared capability, the capacity charges due to the generator shall be reduced as a measure of penalty.

(2) The quantum of penalty for the first mis-declaration for any duration/block in a day shall be the charges corresponding to two days fixed charges. For the second mis-declaration the penalty shall be equivalent to fixed charges for four days and for subsequent mis-declarations, the penalty shall be multiplied in the geometrical progression.

(3) The operating log books of the generating station shall be available for review by the Regional Electricity Board or Regional Power Committee, as the case may be. These books shall keep record of machine operation and maintenance.

29. **Metering and Accounting:** Metering arrangements, including installation, testing and operation and maintenance of meters and collection, transportation and processing of data required for accounting of energy exchanges and average frequency on 15 minute time block basis shall be organised by the Central Transmission Utility/Regional Load Despatch Centres. All concerned entities (in whose premises the special energy meters are installed), shall fully cooperate with the Central Transmission Utility/Regional Load Despatch Centre and extend the necessary assistance by taking weekly meter readings and transmitting them to the Regional Load Despatch Centre. Processed data of meters along with data relating to declared capability and schedules etc., shall be supplied by the Regional Load Despatch Centres to the Regional Power Committee or the Regional Electricity Board and the Regional Power Committee or the Regional Electricity Board shall issue the Regional Accounts for energy on monthly basis as well as UI charges on weekly basis. UI accounting procedures shall be governed by the orders of the Commission.

Note

In case of a generating station, contracting to supply power only to the State in which it is located, the scheduling, metering and energy accounting shall be carried out by the respective State Load Despatch Centre.

30. **Billing and Payment of Capacity Charges:** Billing and payment of capacity charges shall be done on a monthly basis in the following manner:

- (i) Each beneficiary shall pay the capacity charges in proportion to its percentage share in Installed Capacity of the generating station.

Note 1

Allocation of total capacity of central sector generating stations is made by Central Government from time to time which also has an unallocated portion. Allocation of the unallocated portion as made by the Central Government from time to time, for the total unallocated capacity shall be notified by the Member Secretary, Regional Electricity Board/Regional Power Committee in advance, at

least 3 days prior to such change in allocation taking effect. The total capacity share of any beneficiaries would be sum of its capacity share plus allocation out of the unallocated portion. In the absence of no specific distribution of unallocated power by the Central Government, the unallocated power shall be added to the allocated shares in the same proportion as the allocated shares.

Note 2

The beneficiaries may propose surrendering part of their allocated share to other States within/outside the region. In such cases, depending upon the technical feasibility of power transfer and specific agreements reached by the generating company with other States within/outside the region for such transfers, the shares of the beneficiaries may be re-allocated by the Central Government for a specific period. When such re-allocations are made, the beneficiaries who surrender the share shall not be liable to pay capacity charges for the surrendered share. The capacity charges for the capacity surrendered and reallocated as above shall be paid by the State(s) to whom the surrendered capacity is allocated. Except for the period of reallocation of capacity as above, the beneficiaries of the generating station shall continue to pay the full fixed charges as per allocated capacity shares. Any such reallocation shall be notified by the Member Secretary, Regional Electricity Board/Regional Power Committee in advance, at least 3 days prior to such reallocation taking effect.

(ii) The beneficiaries shall have full freedom for negotiating any transaction for utilisation of their capacity shares. In such cases, the beneficiary having allocation in the capacity of the generating station shall be liable for full payment of capacity charges and energy charges (including that for sale of power under the transaction negotiated by him) corresponding to his total allocation and schedule respectively.

(iii) If any capacity remains un-requisitioned during day-to-day operation, the Regional Load Despatch Centre shall advise all beneficiaries in the region and the other Regional Load Despatch Centres so that such capacity may be requisitioned through bilateral arrangements either with the concerned generating company or with the concerned beneficiary(ies) under intimation to the Regional Load Despatch Centre.

The information regarding un-requisitioned capacity shall also be made available by the Regional Load Despatch Centres through their respective websites.

(iv) The capacity charges shall be paid by the beneficiary(ies) including those outside the region to the generating company every month in accordance with the following formulas:

(a) Total Capacity charges payable to the thermal power generating company for the:

$$1^{\text{st}} \text{ month} = (1 \times \text{ACC1})/12$$

$$\begin{aligned}
 2^{\text{nd}} \text{ month} &= (2\text{XACC2} - 1\text{XACC1})/12 \\
 3^{\text{rd}} \text{ month} &= (3\text{xACC3} - 2\text{XACC2})/12 \\
 4^{\text{th}} \text{ month} &= (4\text{xACC4} - 3\text{xACC3})/12 \\
 5^{\text{th}} \text{ month} &= (5\text{XACC5} - 4\text{xACC4})/12 \\
 6^{\text{th}} \text{ month} &= (6\text{XACC5} - 5\text{xACC5})/12 \\
 7^{\text{th}} \text{ month} &= (7\text{XACC7} - 6\text{xACC6})/12 \\
 8^{\text{th}} \text{ month} &= (8\text{xACC8} - 7\text{xACC7})/12 \\
 9^{\text{th}} \text{ month} &= (9\text{xACC9} - 8\text{xACC8})/12 \\
 10^{\text{th}} \text{ month} &= (10\text{xACC10} - 9\text{xACC9})/12 \\
 11^{\text{th}} \text{ month} &= (11\text{xACC11} - 10\text{xACC10})/12 \\
 12^{\text{th}} \text{ month} &= (12\text{xACC12} - 11\text{xACC11})/12
 \end{aligned}$$

(b) Each beneficiary having firm allocation in capacity of the generating station shall pay for the :

$$\begin{aligned}
 1^{\text{st}} \text{ month} &= [\text{ACC1} \times \text{WB1}]/1200 \\
 2^{\text{nd}} \text{ month} &= [2\text{XACC2} \times \text{WB2} - 1\text{XACC1} \times \text{WB1}]/1200 \\
 3^{\text{rd}} \text{ month} &= [3\text{xACC3} \times \text{WB3} - 2\text{XACC2} \times \text{WB2}]/1200 \\
 4^{\text{th}} \text{ month} &= [4\text{xACC4} \times \text{WB4} - 3\text{xACC3} \times \text{WB3}]/1200 \\
 5^{\text{th}} \text{ month} &= [5\text{XACC5} \times \text{WB5} - 4\text{xACC4} \times \text{WB4}]/1200 \\
 6^{\text{th}} \text{ month} &= [6\text{XACC5} \times \text{WB6} - 5\text{xACC5} \times \text{WB5}]/1200 \\
 7^{\text{th}} \text{ month} &= [7\text{XACC7} \times \text{WB7} - 6\text{xACC6} \times \text{WB6}]/1200 \\
 8^{\text{th}} \text{ month} &= [8\text{xACC8} \times \text{WB8} - 7\text{xACC7} \times \text{WB7}]/1200 \\
 9^{\text{th}} \text{ month} &= [9\text{xACC9} \times \text{WB9} - 8\text{xACC8} \times \text{WB8}]/1200 \\
 10^{\text{th}} \text{ month} &= [10\text{xACC10} \times \text{WB10} - 9\text{xACC9} \times \text{WB9}]/1200 \\
 11^{\text{th}} \text{ month} &= [11\text{xACC11} \times \text{WB11} - 10\text{xACC10} \times \text{WB10}]/1200 \\
 12^{\text{th}} \text{ month} &= [12\text{xACC12} \times \text{WB12} - 11\text{xACC11} \times \text{WB11}]/1200
 \end{aligned}$$

Where,

ACC1, ACC2, ACC3, ACC4, ACC5, ACC6, ACC7, ACC8, ACC9, ACC10, ACC11 and ACC12 are the amount of Annual Capacity Charge corresponding to 'Availability' for the cumulative period up to the end of 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th months respectively.

And, WB1, WB2, WB3, WB4, WB5, WB6, WB7, WB8, WB9, WB10, WB11 and WB12 are the weighted average of percentage allocated capacity share of the beneficiary during the cumulative period up to 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th month respectively.

CHAPTER 3

HYDRO POWER GENERATING STATIONS

31. **Definitions:** Unless the context otherwise requires for the purpose of this chapter, :-

- (i) 'Act' means the Electricity Act, 2003;

- (ii) **'Additional Capitalisation'** means the capital expenditure actually incurred after the date of commercial operation of the station and admitted by the Commission after prudence check subject to provisions of regulation 34;
- (iii) **'Authority'** means Central Electricity Authority referred to in Section 70, of the Act;
- (iv) **'Auxiliary Energy Consumption'** in relation to a period means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, and shall be expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at generator terminals of all the units of the generating station;
- (v) **'Beneficiary'** in relation to a generating station means the person buying power generated at such a generating station on payment of annual capacity charges;
- (vi) **'Capacity Index'** means the average of the daily capacity indices over one year;
- (vii) **'Commission'** means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in Section 76 of the Act;
- (viii) **'Cut off Date'** means after one year of the date of commercial operation of the generating station;
- (ix) **'Date of Commercial Operation' or 'COD'** in relation to a unit means the date declared by the generator after demonstrating the Maximum Continuous Rating (MCR) or Installed Capacity (IC) through a successful trial run, after notice to the beneficiaries, and in relation to the generating station the date of commercial operation means the date of commercial operation of the last unit of the generating station;
- (x) **'Daily Capacity Index'** means the declared capacity expressed as a percentage of the maximum available capacity for the day and shall be mathematically expressed as hereunder:

$$\text{Daily Capacity Index} = \frac{\text{Declared Capacity (MW)}}{\text{Maximum Available Capacity (MW)}} \times 100$$

Daily capacity index shall be limited to 100%.

- (xi) **'Declared Capacity' or 'DC'**

(a) For run-of-river power station with pondage and storage-type power stations, declared capacity means the ex-bus capacity in MW expected to be available from the generating station over the peaking hours of next day, as declared by the generator, taking into account the availability of water, optimum use of water and availability of machines and for this purpose, the peaking hours shall not be less than 3 hours within 24 hour period, and

- (b) In case of purely run-of-river power stations, declared capacity means the ex-bus capacity in MW expected to be available from the generating station during the next day, as declared by the generating station, taking into account the availability of water, optimum use of water and availability of machines;
- (xii) '**Deemed Generation**' means the energy which a generating station was capable of generating but could not generate due to the conditions of grid or power system, beyond the control of generating station resulting in spillage of water;
- (xiii) '**Design Energy**' means the quantum of energy which could be generated in a 90% dependable year with 95% installed capacity of the generating station;
- (xiv) '**Existing Generating Station**' means a generating station declared under commercial operation from a date prior to 1.4.2004;
- (xv) '**Infirm Power**' means electricity generated prior to commercial operation of the unit of a generating station;
- (xvi) '**Installed Capacity** or '**IC**' means the summation of the name plate capacities of the units in the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals) as approved by the Commission from time to time;
- (xvii) '**Maximum Available Capacity**' means the following:
- (a) Run-of-river power station with pondage and storage type power stations
- The maximum capacity in MW, the generating station can generate with all units running, under the prevailing conditions of water levels and flows, over the peaking hours of next day,
- Explanation**
- The peaking hours for this purpose shall not be less than 3 hours within a 24 hours period.
- (b) Purely run-of-river power stations
- The maximum capacity in MW, the generating station can generate with all units running, under the prevailing conditions of water levels and flows over the next day.
- (xviii) '**Operation and Maintenance Expenses**' or '**O&M Expenses**' means the expenditure incurred in operation and maintenance of the generating station, including part thereof, including the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and overheads;

(xix) '**Original Project Cost**' means the actual expenditure incurred by the generating company, as per the original scope of project up to first financial year closing after one year of the date of commercial operation of the last unit as admitted by the Commission for determination of tariff;

(xx) '**Primary Energy**' means the quantum of energy generated up to the design energy on per year basis at the generating station;

(xxi) '**Project**' means a generating station and includes the complete hydro power generating facility covering all components such as dam, intake, water conductor system, power generating station and generating units of the scheme as apportioned to power generation;

(xxii) '**Run-of-river power station**' means a hydro electric power generating station which has no upstream pondage;

(xxiii) '**Run -of-river power station with pondage**' means a hydro electric power generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;

(xiv) '**Storage Type power station**' means a hydro electric power generating station associated with large storage capacity to enable variation of generation of power according to demand;

(xxv) '**Saleable Primary Energy**' means the quantum of primary energy available for sale (ex-bus) after allowing for 12% free energy to the home state;

(xxvi) '**Secondary Energy**' means the quantum of energy generated in excess of the design energy on per year basis at the generating station;

(xxvii) '**Saleable Secondary Energy**' means the quantum of secondary energy available for sale (ex-bus) after allowing for 12% free energy to the home state;

(xxviii) '**Scheduled Energy**' means the quantum of energy to be generated at the generating station over the 24-hour period, as scheduled by the Regional Load Despatch Centre;

(xxix) '**Year**' means a financial year.

32. **Norms of Operation:** The norms of operation shall be as under, namely:

(i) **Normative capacity index for recovery of full capacity charges**

(a) **During first year of commercial operation of the generating station**

- | | | |
|------|--|-------|
| (i) | Purely Run-of-river power stations | - 85% |
| (ii) | Storage type power stations and Run-of-river power stations with pondage | - 80% |

(b) **After first year of commercial operation of the generating station**

- (i) Purely Run-of –river power stations - 90%
- (ii) Storage type power stations and Run-of-river power stations with pondage - 85%

Note

There shall be *pro rata* recovery of capacity charges in case the generating station achieves capacity index below the prescribed normative levels. At Zero capacity index, no capacity charges shall be payable to the generating station.

(ii) **Auxiliary Energy Consumption :**

- (a) Surface hydro electric power generating stations with rotating exciters mounted on the generator shaft - 0.2% of energy generated
- (b) Surface hydro electric power generating stations with static excitation system - 0.5% of energy generated
- (c) Underground hydro electric power generating stations with rotating exciters mounted on the generator shaft - 0.4% of energy generated
- (d) Underground hydro electric power generating stations with static excitation system - 0.7% of energy generated

(iii) **Transformation losses**

From generation voltage to transmission voltage - 0.5% of energy generated.

33. **Capital Cost:** Subject to prudence check by the Commission, the actual expenditure incurred on completion of the project shall form the basis for determination of final tariff. The final tariff shall be determined based on the admitted capital expenditure actually incurred up to the date of commercial operation of the generating station and shall include initial capital spares subject to a ceiling norm of 1.5% of the original project cost as on the cut off date.

Provided further that where the power purchase agreement entered into between the generating company and the beneficiaries provides a ceiling of actual expenditure, the capital expenditure shall not exceed such ceiling for determination of tariff.

In case of existing generating stations, the project cost admitted by the Commission prior to 1.4.2004 shall form the basis for determination of tariff.

Note

The scrutiny of the project cost estimates by the Commission shall be limited to the reasonableness of the capital cost, financing plan, interest during construction, use of efficient technology and such other matters for the purposes of determination of tariff.

34. Additional capitalisation: (1) The following capital expenditure within the original scope of work actually incurred after the date of commercial operation and up to the cut off date may be admitted by the Commission subject to prudence check.

- (i) Deferred liabilities,
- (ii) Works deferred for execution,
- (iii) Procurement of initial capital spares in the original scope of works subject to ceiling specified in regulation 33,
- (iv) Liabilities to meet award of arbitration or in compliance of the order or decree of a court, and
- (v) On account of change in law.

Provided that original scope of works along with estimates of expenditure shall be submitted along with the application for provisional tariff.

Provided further that a list of the deferred liabilities and works deferred for execution shall be submitted along with the application for final tariff after the date of commercial operation of generating station.

(2) Subject to the provision of clause (3) of this regulation, the capital expenditure of the following nature actually incurred after the cut off date may be admitted by the Commission subject to prudence check:

- (i) Deferred liabilities relating to works/services within the original scope of work;
- (ii) Liabilities to meet award of arbitration or in compliance of the order or decree of a court;
- (iii) On account of change in law; and
- (iv) Any additional works/service which has become necessary for efficient and successful operation of plant but not included in the original capital cost.

(3) Any expenditure incurred on acquiring minor items/assets like tools and tackles, personal computers, furniture, air-conditioners, voltage stabilizers, refrigerators, coolers, fans, T.V, washing machine, heat-convector, mattresses, carpets, etc brought after the cut off date shall not be considered for additional capitalization for determination of tariff with effect from 1.4.2004.

Note

The list of items is illustrative and not exhaustive.

(4) Impact of additional capitalisation in tariff revision may be considered by the Commission twice in a tariff period, including revision of tariff after the cut off date.

Note 1

Any expenditure admitted on account of committed liabilities within the original scope of work and the expenditure deferred on techno-economic grounds but falling within the original scope of work shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in regulation 36.

Note 2

Any expenditure on replacement of old assets shall be considered after writing off the gross value of the original assets from the original capital cost, except such items as are listed in Clause (3) of this regulation.

Note 3

Any expenditure admitted by the Commission for determination of tariff on account of new works not in the original scope of work shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in regulation 36.

Note 4

Any expenditure admitted on renovation and modernization and life extension shall be serviced on normative debt-equity ratio specified in regulation 36 after writing off the original amount of the replaced assets from the original capital cost.

35. **Sale of Infirm Power:** Any revenue earned by the generating company from sale of infirm power, shall be taken as reduction in capital cost and shall not be treated as revenue. The rate for infirm power shall be same as the primary energy rate of the generating station.

36. **Debt-Equity Ratio:** (1) In case of all generating stations, debt-equity ratio as on the date of commercial operation shall be 70:30 for determination of tariff. Where equity employed is more than 30%, the amount of equity for determination of tariff shall be limited to 30% and the balance amount shall be considered as the normative loan.

Provided that in case actual equity employed is less than 30%, the actual debt and equity shall be considered for determination of tariff.

(2) The debt and equity amounts arrived at in accordance with clause (1) shall be used for calculating interest on loan, return on equity, Advance Against Depreciation and Foreign Exchange Rate Variation.

37. **Computation of Annual Charges:** The two-part tariff for sale of electricity from a hydro power generating station shall comprise of recovery of annual capacity charge and primary energy charges:

(i) **Capacity Charges:** The capacity charges shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{Capacity Charges} = (\text{Annual Fixed Charge} - \text{Primary Energy Charge})$$

Note

Recovery through Primary energy charge shall not be more than Annual Fixed Charge.

(ii) **Annual Fixed Charges:** Annual Fixed Charges shall consist of:

- (a) Interest on loan capital;
- (b) Depreciation, including Advance Against Depreciation;
- (c) Return on equity;
- (d) Operation and maintenance expenses; and
- (e) Interest on working capital.

38. **Computation of Annual Fixed Charges:** The annual fixed charges shall be computed on the following basis:

(i) **Interest on loan capital**

(a) Interest on loan capital shall be computed loan wise on the loans arrived at in the manner indicated in regulation 36.

(b) The loan outstanding as on 1.4.2004 shall be worked out as the gross loan as per regulation 36 minus cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.3.2004. The repayment for the period 2004-09 shall be worked out on a normative basis.

(c) The generating company shall make every effort to swap the loan as long as it results in net benefit to the beneficiaries. The costs associated with such swapping shall be borne by the beneficiaries.

(d) The changes to the loan terms and conditions shall be reflected from the date of such swapping and benefit passed on to the beneficiaries.

(e) In case of any dispute, any of the parties may approach the Commission with proper application. However, the beneficiaries shall not withhold any payment as ordered by the Commission to the generating company during pendency of any dispute relating to swapping of loan.

(f) In case any moratorium period is availed of by the generating company, depreciation provided for in the tariff during the years of moratorium shall be treated as repayment during those years and the interest on loan capital shall be calculated accordingly.

(g) The generating company shall not make any profit on account of swapping of loan and interest on loan.

(ii) **Depreciation, including Advance Against Depreciation**

(a) **Depreciation**

For the purpose of tariff, depreciation shall be computed in the following manner, namely:

(i) The value base for the purpose of depreciation shall be the historical cost of the asset.

(ii) Depreciation shall be calculated annually based on straight line method over the useful life of the asset and at the rates prescribed in Appendix II to these regulations.

The residual life of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the historical capital cost of the asset. Land is not a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing 90% of the historical cost of the asset. The historical capital cost of the asset shall include additional capitalisation on account of Foreign Exchange Rate Variation up to 31.3.2004 already allowed by the Central Government/Commission.

(iii) On repayment of entire loan, the remaining depreciable value shall be spread over the balance useful life of the asset.

(iv) Depreciation shall be chargeable from the first year of operation. In case of operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on *pro rata* basis.

(b) **Advance Against Depreciation**

In addition to allowable depreciation, the generating company shall be entitled to Advance Against Depreciation, computed in the manner given hereunder:

AAD = Loan repayment amount as per regulation 38 (i)
subject to a ceiling of $1/10^{\text{th}}$ of loan amount as per regulation
36 minus depreciation as per schedule

Provided that Advance Against Depreciation shall be permitted only if the cumulative repayment up to a particular year exceeds the cumulative depreciation up to that year;

Provided further that Advance Against Depreciation in a year shall be restricted to the extent of difference between cumulative repayment and cumulative depreciation up to that year.

(iii) Return on Equity

Return on equity shall be computed on the equity base determined in accordance with regulation 36 and shall be @ 14% per annum.

Provided that equity invested in any foreign currency shall be allowed a return up to the prescribed limit in the same currency and the payment on this account shall be made in Indian Rupees based on the exchange rate prevailing on the due date of billing.

Explanation

The premium raised by the generating company while issuing share capital and investment of internal resources created out of free reserve of the existing generating station, if any, for the funding of the project, shall also be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the generating station and forms part of the approved financial package.

(iv) Operation and Maintenance expenses

(a) The operation and maintenance expenses including insurance, for the existing generating stations which have been in operation for 5 years or more in the base year of 2003-04, shall be derived on the basis of actual operation and maintenance expenses for the years 1998-99 to 2002-03, based on the audited balance sheets, excluding abnormal operation and maintenance expenses, if any, after prudence check by the Commission.

The average of such normalised operation and maintenance expenses after prudence check, for the years 1998-99 to 2002-03 considered as operation and maintenance expenses for the year 2000-01 shall be escalated at the rate of 4% per annum to arrive at operation and maintenance expenses for the base year 2003-04.

The base operation and maintenance expenses for the year 2003-04 shall be escalated further at the rate of 4% per annum to arrive at permissible operation and maintenance expenses for the relevant year of tariff period.

(b) In case of the hydro electric generating stations, which have not been in existence for a period of five years, the operation and maintenance expenses shall be fixed at 1.5% of the capital cost as admitted by the Commission and shall be escalated at the rate of 4% per annum from the subsequent year to arrive at operation and maintenance expenses for the base year 2003-04. The base operation and maintenance expenses shall be further escalated at the rate of 4% per annum to arrive at permissible operation and maintenance expenses for the relevant year.

(c) In case of the hydro electric generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2004, the base operation and maintenance expenses shall be fixed at 1.5% of the actual capital

cost as admitted by the Commission, in the year of commissioning and shall be subject to an annual escalation of 4% per annum for the subsequent years.

(v) **Interest on Working Capital**

(a) Working Capital shall cover:

- (i) Operation and Maintenance expenses for one month;
- (ii) Maintenance spares @ 1% of the historical cost escalated @ 6% per annum from the date of commercial operation; and
- (iii) Receivables equivalent to two months of fixed charges for sale of electricity, calculated on normative capacity index.

(b) Rate of interest on working capital shall be the short-term Prime Lending Rate of State Bank of India as on 1.4.2004 or on 1st April of the year in which the generating unit/station is declared under commercial operation, whichever is later. The interest on working capital shall be payable on normative basis notwithstanding that the generating company has not taken working capital loan from any outside agency.

39. **Primary and Secondary Energy Charges:** (1) Primary energy charge shall be worked out on the basis of paise per kWh rate on ex-bus energy scheduled to be sent out from the hydro electric power generating station after adjusting for free power delivered to the home state.

(2) Rate of primary energy for all hydro electric power generating stations, except for pumped storage generating stations, shall be equal to the lowest variable charges of the central sector thermal power generating station of the concerned region. The primary energy charge shall be computed based on the primary energy rate and saleable energy of the station.

Provided that in case the primary energy charge recoverable by applying the above primary energy rate exceeds the Annual Fixed Charge of a generating station, the primary energy rate for such generating station shall be calculated by the following formula:

$$\text{Primary energy rate} = \frac{\text{Annual Fixed Charge}}{\text{Saleable Primary Energy}}$$

(3) **Primary Energy Charge** = Saleable Primary Energy x Primary Energy Rate

Secondary Energy Rate shall be equal to Primary Energy Rate.

Secondary Energy Charge = Saleable Secondary Energy x Secondary Energy Rate.

40. **Incentive:** (1) Incentive shall be payable in case of all the generating stations, including in case of new generating stations in the first year of operation, when the capacity index (CI) exceeds 90% for purely run-of-river power generating stations and 85% for run-of-river power station with pondage or storage type power generating stations and incentive shall accrue up to a maximum capacity index of 100%.

(2) Incentive shall be payable to the generating company in accordance with the following formula:

$$\text{Incentive} = 0.65 \times \text{Annual Fixed Charge} \times (CI_A - CI_N)/100$$

(If incentive is negative, it shall be set to zero.)

Where, CI_A is the Capacity Index achieved and CI_N is the normative capacity index whose values are 90% for purely run of the river hydro stations and 85% for pondage/storage type hydro generating stations.

(3) The incentives on account of capacity index and payment for secondary energy shall be payable on monthly basis, subject to cumulative adjustment in each month of the financial year, separately in respect of each item, and final adjustment shall be made at the end of the financial year.

(4) The total incentive payment calculated on annual basis shall be shared by the beneficiaries based on the allocated capacity.

(5) Incentive for completion of hydro electric power generating stations ahead of schedule

In case of commissioning of a hydro electric power generating station or part thereof ahead of schedule, as set out in the first approval of the Central Government or the techno-economic clearance of the Authority, as applicable, the generating station shall become eligible for incentive for an amount equal to *pro rata* reduction in interest during construction, achieved on commissioning ahead of the schedule. The incentive shall be recovered through tariff in twelve equal monthly installments during the first year of operation of the generating station. In case of delay in commissioning as set out in the first approval of the Central Government or the techno-economic clearance of the Authority, as applicable, interest during construction for the period of delay shall not be allowed to be capitalised for determination of tariff, unless the delay is on account of natural calamities or geological surprises.

41. **Deemed Generation:** (1) In case of reduced generation due to the reasons beyond the control of generating company or on account of non-availability of Board's/transmission licensee's transmission lines or on receipt of backing down instructions from the concerned Regional Load Despatch Centre resulting in spillage of water, the energy charges on account of such spillage shall be payable to the generating company. Apportionment of energy charges for such spillage among the beneficiaries shall be in proportion of their shares in saleable capacity of the generating station.

(2) Energy charges on the above account shall not be admissible if the energy generated during the year is equal to or more than the design energy.

42. **Unscheduled Interchange (UI):** (1) Variation between actual generation or actual drawal and scheduled generation or scheduled drawal shall be accounted for

through Unscheduled Interchange (UI) charges. UI for a generating station shall be equal to its actual generation minus its scheduled generation. UI for a beneficiary shall be equal to its total actual drawal minus its total scheduled drawal. UI shall be worked out for each 15 minute time block. Charges for all UI transactions shall be based on average frequency of the time block and the following rates shall apply with effect from 1.4.2004:

Average Frequency of time block	UI Rate (Paise per kWh)
50.5 Hz and above	0.0
Below 50.5 Hz and up to 50.48 Hz	8.0
Below 49.04 Hz and up to 49.02 Hz	592.0
Below 49.02 Hz	600.0
Between 50.5 Hz and 49.02 Hz	linear in 0.02 Hz step
(Each 0.02 Hz step is equivalent to 8.0 paise /kWh within the above range)	

Note

The above average frequency range and UI rates are subject to change through a separate notification by the Commission.

- (2) (i) Any generation up to 105% of declared capacity in any time block of 15 minutes and averaging up to 101% of the average declared capacity over a day shall not be construed as gaming, and generator shall be entitled to UI charges for such excess generation above the scheduled generation (SG).

(ii) For any generation beyond the prescribed limits, the Regional Load Despatch Centre shall investigate so as to ensure that there is no gaming, and if gaming is found by the Regional Load Despatch Centre, the corresponding UI charges due to the generating station on account of such extra generation shall be reduced to zero and the amount shall be adjusted in UI account of beneficiaries, in the ratio of their capacity share in the generating station.

43. **Rebate**: For payment of bills of capacity charge and energy charge through the letter of credit on presentation, a rebate of 2% shall be allowed. If the payments are made by a mode other than through the letter of credit but within a period of one month of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1% shall be allowed.

44. **Late Payment Surcharge**: In case the payment of bills of capacity charge and energy charge by the beneficiary (ies) is delayed beyond a period of 1 month from the date of billing, a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month shall be levied by the generating company.

45. **Scheduling**: Read with the provisions of the Indian Electricity Grid Code, the methodology of scheduling and calculating capacity index shall be as under:

- (i) The generator shall make an advance declaration of capacity of its generating station. The declaration shall be for that capacity which can be

actually made available for a period of time not less than 3 hours within a 24 hours period for pondage and storage type of stations and for the entire day for purely run-of-river type stations.

(ii) The generator shall intimate the declared capacity (MW), for the next day, either as one figure for the whole day or different figures for different periods of the day along with maximum available capacity (MW) and total energy (MWh) ex-bus to the Regional Load Despatch Centre.

The declaration should also include limitation on generation during specific time periods, if any, on account of restriction(s) on water use due to irrigation, drinking water, industrial, environmental considerations etc.

(iii) While making or revising his declaration of capability, the generator shall ensure that the declared capacity during peak hours is not less than that during other hours. However, exception to this rule shall be allowed in case of tripping/re-synchronisation of units as a result of forced outage of units.

(iv) Generation scheduling shall be done in accordance with the operating procedure, as stipulated in the Indian Electricity Grid Code.

(v) Based on the declaration of the generator, the Regional Load Despatch Centre shall communicate their shares to the beneficiaries out of which they shall give their requisitions.

(vi) Based on the requisitions given by the beneficiaries and taking into account technical limitations on varying the generation and also taking into account transmission system constraints, if any, the Regional Load Despatch Centre shall prepare the economically optimal generation schedules and drawal schedules and communicate the same to the generator and the beneficiaries.

The Regional Load Despatch Centre shall also formulate the procedure for meeting contingencies both in the long run and in the short run (Daily scheduling).

(vii) The scheduled generation and actual generation shall be ex-bus at the generating station. For beneficiaries, the scheduled and actual net drawals shall be at their respective receiving points.

(viii) For calculating the net drawal schedules of beneficiaries, the transmission losses shall be apportioned to their drawal schedule for the time being. However, a refinement may be specified by the Commission in future, depending upon the preparedness of the respective Regional Load Despatch Centre.

(ix) In case of forced outage of a unit, the Regional Load Despatch Centre shall revise the schedules on the basis of revised declared capability. The revised declared capability and the revised schedules shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the revision is advised by the generator to be the first one.

- (x) In the event of bottleneck in evacuation of power due to any constraint, outage, failure or limitation in the transmission system, associated switchyard and sub-stations owned by the Central Transmission Utility or any other transmission licensee involved in inter-state transmission (as certified by the Regional Load Despatch Centre) necessitating reduction in generation, the Regional Load Despatch Centre shall revise the schedules which shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the bottleneck in evacuation of power has taken place to be the first one. Also, during the first, second and third time blocks of such an event, the scheduled generation of the generating station shall be deemed to have been revised to be equal to actual generation, and the scheduled drawals of the beneficiaries shall be deemed to have been revised to be equal to their actual drawals.
- (xi) In case of any grid disturbance, scheduled generation of all the generating stations and scheduled drawal of all the beneficiaries shall be deemed to have been revised to be equal to their actual generation/drawal for all the time blocks affected by the grid disturbance. Certification of grid disturbance and its duration shall be done by the Regional Load Despatch Centre.
- (xii) Revision of declared capability by the generator(s) and requisition by beneficiary(ies) for the remaining period of the day shall also be permitted with advance notice. Revised schedules/declared capability in such cases shall become effective from the 6th time block, counting the time block in which the request for revision has been received in the Regional Load Despatch Centre to be the first one.
- (xiii) If, at any point of time, the Regional Load Despatch Centre observes that there is need for revision of the schedules in the interest of better system operation, it may do so on its own and in such cases, the revised schedules shall become effective from the 4th time block, counting the time block in which the revised schedule is issued by the Regional Load Despatch Centre to be the first one.
- (xiv) Generation schedules and drawal schedules issued/revised by the Regional Load Despatch Centre shall become effective from designated time block irrespective of communication success.
- (xv) For any revision of scheduled generation, including post facto deemed revision, there shall be a corresponding revision of scheduled drawals of the beneficiaries.
- (xvi) A procedure for recording the communication regarding changes to schedules duly taking into account the time factor shall be evolved by the Central Transmission Utility.
- (xvii) Purely run-of-river power stations

Since variation of generation in such stations may lead to spillage, these shall be treated as must run stations. The maximum available capacity, duly taking into account the over load capability, must be equal to or greater than that required to make full use of the available water.

(xviii) Run-of-river power station with pondage and storage type power stations

These hydro stations are designed to operate during peak hours to meet system peak demand. Maximum available capacity of the station declared for the day shall be equal to the installed capacity including overload capability, minus auxiliary consumption and transformation losses, corrected for the reservoir level. The Regional Load Despatch Centres shall ensure that generation schedules of such type of stations are prepared and the stations dispatched for optimum utilization of available hydro energy except in the event of specific system requirements/constraints.

46. **Demonstration of Declared Capability:** (1) The generating company may be required to demonstrate the declared capacity of its generating station as and when asked by the Regional Load Despatch Centre of the region in which the generating station is situated. In the event of the generating company failing to demonstrate the declared capacity, within the tolerance as specified by the Central Transmission Utility, the capacity charges due to the generating station shall be reduced as a measure of penalty.

(2) The quantum of penalty for the first mis-declaration for any duration or block in a day shall be the charges corresponding to two days fixed charges. For the second mis-declaration the penalty shall be equivalent to fixed charges for four days and for subsequent mis-declarations, the penalty shall be multiplied in the geometrical progression.

(3) The operating log books of the generating station shall be available for review by the Regional Power Committee or the Regional Electricity Board, as the case may be. These books keep record of machine operation and maintenance, reservoir level and spillway gate operation.

47. **Metering and Accounting:** Metering arrangements, including installation, testing and operation and maintenance of meters and collection, transportation and processing of data required for accounting of energy exchanges and average frequency on 15 minute time block basis shall be organised by the Central Transmission Utility/Regional Load Despatch Centres. All concerned entities (in whose premises the special energy meters are installed), shall fully cooperate with the Central Transmission Utility/Regional Load Despatch Centre and extend the necessary assistance by taking weekly meter readings and transmitting them to the Regional Load Despatch Centre. Processed data of meters along with data relating to declared capability and schedules etc., shall be supplied by the Regional Load Despatch Centres to the Regional Power Committee or the Regional Electricity Board and the Regional Power Committee or the Regional Electricity Board shall issue the Regional Accounts for energy on monthly

basis as well as UI charges on weekly basis. UI accounting procedures shall be governed by the orders of the Commission.

48. **Billing and Payment of Capacity Charges:** Billing and payment of capacity charges shall be done on a monthly basis in the following manner:

- (i) Each beneficiary shall pay the capacity charges in proportion to its percentage share in total saleable capacity of the generating station. Saleable capacity shall mean total capacity minus free capacity to home state(s), if any.

Note 1

Allocation of total capacity of central sector generating stations is made by Central Government from time to time which also has an unallocated portion. Allocation of the unallocated portion shall be made by the Central Government from time to time, for the total unallocated capacity and notified by the Member Secretary, Regional Electricity Board/Regional Power Committee in advance, at least three (3) days prior to such allocation/ change in allocation taking effect. The total capacity share of any beneficiaries would be sum of its capacity share plus allocation out of the unallocated portion. In the absence of specific distribution of unallocated power by the Central Government, the unallocated power shall be added to the allocated shares in the same proportion as the allocated shares.

Note 2

The beneficiaries may propose surrendering part of their allocated share to other States within/outside the region. In such cases, depending upon the technical feasibility of power transfer and specific agreements reached by the generating company with other States within/outside the region for such transfers, the shares of the beneficiaries may be re-allocated by the Central Government for a specific period. When such re-allocations are made, the beneficiaries who surrender the share shall not be liable to pay capacity charges for the surrendered share. The capacity charges for the capacity surrendered and reallocated as above shall be paid by the State(s) to whom the surrendered capacity is allocated. Except for the period of reallocation of capacity as above, the beneficiaries of the generating station shall continue to pay the full fixed charges as per allocated capacity shares. Any such re-allocation shall be notified by the Member Secretary, Regional Electricity Board/Regional Power Committee in advance, at least three (3) days prior to such re-allocation taking effect.

- (ii) The beneficiaries shall have full freedom for negotiating any transaction for utilisation of their capacity shares. In such cases, the beneficiary having allocation in the capacity of the generating station shall be liable for full payment of capacity charges and energy charges (including that for sale of power under the transaction negotiated by him) corresponding to his total allocation and schedule respectively.

- (iii) If any capacity remains un-requisitioned during day-to-day operation, the Regional Load Despatch Centre shall advise all beneficiaries in the region and the other Regional Load Despatch Centres so that such capacity may be

requisitioned through bilateral arrangements either with the concerned generating company or the concerned beneficiary(ies) under intimation to the Regional Load Despatch Centre.

The information regarding un-requisitioned capacity shall also be made available by the Regional Load Despatch Centres through their respective websites.

(iv) The capacity charges shall be paid by the beneficiary(ies) including those outside the region to the generating company every month in accordance with the following formulas and in proportion to their respective shares in the concerned generating station:

$$\begin{aligned}
 ACC_1 &= AFC - (SPE_1 + DE_{2^{nd} \text{ to } 12^{th} \text{ months}}) * \text{Primary Energy Rate} \\
 ACC_2 &= AFC - (SPE_2 + DE_{3^{rd} \text{ to } 12^{th} \text{ months}}) * \text{Primary Energy Rate} \\
 ACC_3 &= AFC - (SPE_3 + DE_{4^{th} \text{ to } 12^{th} \text{ months}}) * \text{Primary Energy Rate} \\
 ACC_4 &= AFC - (SPE_4 + DE_{5^{th} \text{ to } 12^{th} \text{ months}}) * \text{Primary Energy Rate} \\
 ACC_5 &= AFC - (SPE_5 + DE_{6^{th} \text{ to } 12^{th} \text{ months}}) * \text{Primary Energy Rate} \\
 ACC_6 &= AFC - (SPE_6 + DE_{7^{th} \text{ to } 12^{th} \text{ months}}) * \text{Primary Energy Rate} \\
 ACC_7 &= AFC - (SPE_7 + DE_{8^{th} \text{ to } 12^{th} \text{ months}}) * \text{Primary Energy Rate} \\
 ACC_8 &= AFC - (SPE_8 + DE_{9^{th} \text{ to } 12^{th} \text{ months}}) * \text{Primary Energy Rate} \\
 ACC_9 &= AFC - (SPE_9 + DE_{10^{th} \text{ to } 12^{th} \text{ months}}) * \text{Primary Energy Rate} \\
 ACC_{10} &= AFC - (SPE_{10} + DE_{11^{th} \text{ to } 12^{th} \text{ months}}) * \text{Primary Energy Rate} \\
 ACC_{11} &= AFC - (SPE_{11} + DE_{12^{th} \text{ month}}) * \text{Primary Energy Rate} \\
 ACC_{12} &= (AFC - SPE_{12}) * \text{Primary Energy Rate}
 \end{aligned}$$

Where,

AFC = Annual Fixed Charges

ACC₁, ACC₂, ACC₃, ACC₄, ACC₅, ACC₆, ACC₇, ACC₈, ACC₉, ACC₁₀, ACC₁₁ and ACC₁₂ are the amount of Annual Capacity Charge for the cumulative period up to the end of 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th months respectively.

SPE₁, SPE₂, SPE₃,..... SPE₁₂ are the ex-bus scheduled primary energy values up to 1st, 2nd, 3rd12th months of the year respectively.

$$CC1 = ACC_1 \times \frac{DE1}{DE}$$

$$CC2 = ACC_2 \times \frac{DE2}{DE}$$

$$CC3 = ACC_3 \times \frac{DE3}{DE}$$

$$CC4 = ACC_4 \times \frac{DE4}{DE}$$

$$CC5 = ACC_5 \times \frac{DE5}{DE}$$

$$CC6 = ACC_6 \times \frac{DE6}{DE}$$

$$CC7 = ACC_7 \times \frac{DE7}{DE}$$

$$CC8 = ACC_8 \times \frac{DE8}{DE}$$

$$CC9 = ACC_9 \times \frac{DE9}{DE}$$

$$CC10 = ACC_{10} \times \frac{DE10}{DE}$$

$$CC11 = ACC_{11} \times \frac{DE11}{DE}$$

$$CC12 = ACC_{12} \times \frac{DE12}{DE}$$

Where,

CC1, CC2, CC3, CC12 is the monthly capacity charge up to 1st, 2nd, 3rd 12th months of the year respectively.

DE = Annual Design Energy

DE1, DE2, DE3, DE12 are the ex-bus design energy values up to 1st, 2nd, 3rd 12th months of the year respectively.

Total capacity charges payable to the generator for the:

$$1^{\text{st}} \text{ month} = (CC1)$$

$$2^{\text{nd}} \text{ month} = (CC2 - CC1)$$

$$3^{\text{rd}} \text{ month} = (CC3 - CC2)$$

$$4^{\text{th}} \text{ month} = (CC4 - CC3)$$

$$5^{\text{th}} \text{ month} = (CC5 - CC4)$$

$$6^{\text{th}} \text{ month} = (CC6 - CC5)$$

$$7^{\text{th}} \text{ month} = (CC7 - CC6)$$

$$8^{\text{th}} \text{ month} = (CC8 - CC7)$$

$$9^{\text{th}} \text{ month} = (CC9 - CC8)$$

$$10^{\text{th}} \text{ month} = (CC10 - CC9)$$

$$11^{\text{th}} \text{ month} = (CC11 - CC10)$$

$$12^{\text{th}} \text{ month} = (CC12 - CC11)$$

and, each beneficiary having firm allocation in capacity of the generating station shall pay for the :

$$1^{\text{st}} \text{ month} = [CC1 \times WB1]/100$$

$$2^{\text{nd}} \text{ month} = [CC2 \times WB2 - CC1 \times WB1]/100$$

$$3^{\text{rd}} \text{ month} = [CC3 \times WB3 - CC2 \times WB2]/100$$

$$4^{\text{th}} \text{ month} = [CC4 \times WB4 - CC3 \times WB3]/100$$

$$5^{\text{th}} \text{ month} = [CC5 \times WB5 - CC4 \times WB4]/100$$

$$6^{\text{th}} \text{ month} = [CC6 \times WB6 - CC5 \times WB5]/100$$

$$7^{\text{th}} \text{ month} = [CC7 \times WB7 - CC6 \times WB6]/100$$

$$8^{\text{th}} \text{ month} = [CC8 \times WB8 - CC7 \times WB7]/100$$

$$9^{\text{th}} \text{ month} = [CC9 \times WB9 - CC8 \times WB8]/100$$

$$10^{\text{th}} \text{ month} = [CC10 \times WB10 - CC9 \times WB9]/100$$

$$11^{\text{th}} \text{ month} = [CC11 \times WB11 - CC10 \times WB10]/100$$

$$12^{\text{th}} \text{ month} = [CC12 \times WB12 - CC11 \times WB11]/100$$

Where,

And, WB1, WB2, WB3, WB4, WB5, WB6, WB7, WB8, WB9, WB10, WB11 and WB12 are the weighted average of percentage allocated capacity share of the beneficiary during the cumulative period up to 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th month respectively.

CHAPTER 4

INTER-STATE TRANSMISSION

49. **Definitions:** Unless the context otherwise requires, for the purpose of this chapter, :-

- (i) **'Act'** means the Electricity Act, 2003;
- (ii) **'Additional Capitalisation'** means the capital expenditure actually incurred after the date of commercial operation of the transmission system and admitted by the Commission after prudence check subject to regulation 53;
- (iii) **'Allotted Transmission Capacity'** means the power transfer in MW between the specified point(s) of injection and point(s) of drawal allowed to a long-term customer on the inter-state transmission system under the normal circumstances and the expression "allotment of transmission capacity" shall be construed accordingly;

Allotted Transmission Capacity to a long-term transmission customer shall be sum of the generating capacities allocated to the long-term transmission customer from the ISGS and the contracted power, if any;
- (iv) **'Authority'** means Central Electricity Authority referred to in section 70 of the Act;
- (v) **'Availability'** in relation to a transmission system for a given period means the time in hours during that period the transmission system is capable to transmit electricity at its rated voltage and shall be expressed in percentage of total hours in the given period and shall be calculated as per the procedure contained in Appendix-III to these regulations;
- (vi) **'Commission'** means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in Section 76 of the Act;
- (vii) **'Contracted Power'** means the power in MW which the transmission licensee has agreed to carry or which the transmission licensee is required to carry as per firm allocation from ISGS outside the region or the long-term agreement between the importing and exporting utility;
- (viii) **'Cut off Date'** means the date of first financial year closing after one year of the date of commercial operation of the transmission system.
- (ix) **'Date of Commercial Operation' or 'COD'** means the date of charging the project or part thereof to its rated voltage level or seven days after the date on which it is declared ready for charging by the transmission

licensee, but is not able to be charged for reasons not attributable to the transmission licensee, its suppliers or contractors.

Provided that the date of commercial operation shall not be a date prior to the scheduled date of commercial operation mentioned in the implementation agreement or the transmission service agreement or the investment approval, as the case may be, unless mutually agreed to by all parties.

- (x) **'Existing Project'** means the project declared under commercial operation from a date prior to 1.4.2004;
- (xi) **'Implementation Agreement'** means the agreement, contract or memorandum of understanding, or any such covenant, entered into between the transmission licensee and the long-term transmission customers for construction of the project;
- (xii) **'Inter-State Generating Station' or 'ISGS'** has the meaning as assigned in the Indian Electricity Grid Code approved/notified by the Commission;
- (xiii) **'Long-Term Transmission Customer'** means a person availing or intending to avail access to the inter-state transmission system for a period of twenty five years or more;
- (xiv) **'Original Project Cost'** means the actual expenditure incurred by the transmission licensee, as per the original scope of project up to first financial year closing after one year of the date of commercial operation of the last element as admitted by the Commission for the purpose of tariff;
- (xv) **'Operation and Maintenance Expenses' or 'O&M Expenses'** means the expenditure incurred in operation and maintenance of the transmission system, including part thereof, and includes the expenditure on manpower, repairs, spares, consumables, insurance and overheads;
- (xvi) **'Project'** includes the transmission system comprising specified transmission lines, sub-stations and associated equipment;
- (xvii) **'Rated Voltage'** means the manufacturers design voltage at which the transmission system is designed to operate or such lower voltage at which the line is charged, for the time being, in consultation with long-term transmission customers;
- (xviii) **'Short-Term Transmission Customer'** means a transmission customer other than the long-term transmission customer;
- (xix) **'Transmission Service Agreement'** means the agreement, contract, memorandum of understanding, or any such covenant, entered into

between the transmission licensee and the long-term transmission customers for the operational phase of the project;

(xx) '**Transmission licensee**', means a person granted licence for inter-state transmission of electricity and includes any person deemed to be a transmission licensee for inter-state transmission of electricity;

(xxi) '**Transmission System**' means a line with associated sub-stations or a group of lines inter-connected together along with associated sub-stations and the term includes equipment associated with transmission lines and sub-stations;

(xxii) '**Year**' means a financial year.

50. **Auxiliary Energy Consumption in the sub-station**

(a) **AC System**

The charges for auxiliary energy consumption in the AC sub-station for the purpose of air-conditioning, lighting, technical consumption, etc. shall be borne by the transmission licensee as part of its normative operation and maintenance expenses.

(b) **HVDC sub-station**

For auxiliary energy consumption in HVDC sub-stations, the Central Government may allocate an appropriate share from one or more ISGS. Capacity and energy charges for such power shall be borne by the transmission licensee as part of its normative operation and maintenance expenses.

51. **Target Availability for recovery of full transmission charges**

- | | | |
|-----|--|-------|
| (1) | AC system | : 98% |
| (2) | HVDC bi-pole links and HVDC back-to-back stations: | 95% |

Note 1

Recovery of fixed charges below the level of target availability shall be on *pro rata* basis. At zero availability, no transmission charges shall be payable.

Note 2

The target availability shall be calculated in accordance with procedure specified in Appendix-III.

52. **Capital Cost:** (1) Subject to prudence check by the Commission, the actual expenditure incurred on completion of the project shall form the basis for determination of final tariff. The final tariff shall be determined based on the admitted capital expenditure actually incurred up to the date of commercial operation of the transmission system and shall include capitalised initial spares subject to a ceiling norm as 1.5% of original project cost.

Provided that where the implementation agreement or the transmission service agreement entered into between the transmission licensee and the long-term transmission customers provides a ceiling of actual expenditure, the capital expenditure shall not exceed such ceiling for determination of tariff.

(2) In case of the existing projects, the project cost admitted by the Commission prior to 1.4.2004 shall form the basis for determination of tariff.

Note

Scrutiny of the project cost estimates by the Commission shall be limited to the reasonableness of the capital cost, financing plan, interest during construction, use of efficient technology and such other matters for determination of tariff.

53. **Additional capitalisation:** (1) The following capital expenditure within the original scope of work actually incurred after the date of commercial operation and up to the cut off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (i) Deferred liabilities;
- (ii) Works deferred for execution;
- (iii) Procurement of initial capital spares in the original scope of works subject to the ceiling norm specified in regulation 52;
- (iv) Liabilities to meet award of arbitration or compliance of the order or decree of a court; and
- (v) On account of change in law.

Provided that original scope of work along with estimates of expenditure shall be submitted along with the application for provisional tariff.

Provided further that a list of the deferred liabilities and works deferred for execution shall be submitted along with the application for final tariff after the date of commercial operation of the transmission system.

(2) Subject to the provisions of clause (3) of this regulation, the capital expenditure of the following nature actually incurred after the cut off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (i) Deferred liabilities relating to works/services within the original scope of work;
- (ii) Liabilities to meet award of arbitration or compliance of the order or decree of a court;
- (iii) On account of change in law; and
- (iv) Any additional works/services which have become necessary for efficient and successful operation of the project, but not included in the original project cost.

(3) Any expenditure on minor items/assets brought after the cut off date like tools and tackles, personal computers, furniture, air-conditioners, voltage stabilizers, refrigerators, coolers, fans, T.V., washing machine, heat-convectors, mattresses, carpets, etc shall not be considered for additional capitalisation for determination of tariff with effect from 1.4.2004.

Note

The list of items is illustrative and not exhaustive.

(4) Impact of additional capitalisation in tariff revision may be considered by the Commission twice in a tariff period, including revision of tariff after the cut off date.

Note 1

Any expenditure admitted on account of committed liabilities within the original scope of work and the expenditure deferred on techno-economic grounds but falling within the original scope of work shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in regulation 54.

Note 2

Any expenditure on replacement of old assets shall be considered after writing off the entire value of the original assets from the original capital cost.

Note 3

Any expenditure admitted by the Commission for determination of tariff on account of new works not in the original scope of work shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in regulation 54.

Note 4

Any expenditure admitted by the Commission for determination of tariff on renovation and modernization and life extension shall be serviced on normative debt-

equity ratio specified in regulation 54 after writing off the original amount of the replaced assets from the original capital cost.

54. **Debt-Equity Ratio:** (1) In case of all projects, debt–equity ratio as on the date of commercial operation shall be 70:30 for determination of tariff. Where equity employed is more than 30%, the amount of equity for the purpose of tariff shall be limited to 30% and the balance amount shall be considered as the normative loan.

Provided that in case of the projects where actual equity employed is less than 30%, the actual debt and equity shall be considered for determination of tariff.

(2) The debt and equity amounts arrived at in accordance with clause (i) shall be used in all calculations for calculating interest on loan, return on equity, Advance Against Depreciation and Foreign Exchange Rate Variation.

55. **Transmission Charges:** The tariff for transmission of electricity on inter-state transmission system shall comprise of the recovery of annual transmission charges consisting of the following, namely:

- (a) Interest on loan capital;
- (b) Depreciation, including Advance Against Depreciation;
- (c) Return on equity;
- (d) Operation and maintenance expenses; and
- (e) Interest on working capital.

56. **Computation of Transmission Charges:** The annual transmission charges shall be computed on the following basis, namely:

(i) **Interest on loan Capital**

- (a) Interest on loan capital shall be computed loan wise on the loans arrived at in the manner indicated in regulation 54.
- (b) The loan outstanding as on 1.4.2004 shall be worked out as the gross loan as per regulation 54 minus cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.3.2004. The repayment for the period 2004-09 shall be worked out on normative basis.
- (c) The transmission licensee shall make every effort to swap the loan as long as it results in net benefit to the long-term transmission customers. The costs associated with such swapping shall be borne by the long-term transmission customers.

(d) The changes to the loan terms and conditions shall be reflected from the date of such swapping and benefits passed on to the beneficiaries.

(e) In case of any dispute, any of the parties may approach the Commission with proper application. However, the long-term transmission customers shall not withhold any payment as ordered by the Commission to the transmission licensee during pendency of any dispute relating to swapping of loan.

(f) In case any moratorium period is availed of by the transmission licensee, depreciation provided for in the tariff during the years of moratorium shall be treated as repayment during those years and interest on loan capital shall be calculated accordingly.

(g) The transmission licensee shall not make any profit on account of swapping of loan and interest on loan.

(ii) **Depreciation, including Advance Against Depreciation**

(a) **Depreciation**

For the purpose of tariff, depreciation shall be computed in the following manner, namely:

(i) The value base for the purpose of depreciation shall be the historical cost of the asset.

(ii) Depreciation shall be calculated annually based on straight line method over the useful life of the asset and at the rates prescribed in Appendix II to these regulations.

The residual life of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the historical capital cost of the asset. Land is not a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing 90% of the historical cost of the asset. The historical capital cost of the asset shall include additional capitalisation on account of Foreign Exchange Rate Variation up to 31.3.2004 already allowed by the Central Government/Commission.

(iii) On repayment of entire loan, the remaining depreciable value shall be spread over the balance useful life of the asset.

(iv) Depreciation shall be chargeable from the first year of operation. In case of operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on *pro rata* basis.

(b) Advance Against Depreciation

In addition to allowable depreciation, the transmission licensee shall be entitled to Advance Against Depreciation, computed in the manner given hereunder:

AAD = Loan repayment amount as per regulation 56 (i) subject to a ceiling of $1/10^{\text{th}}$ of loan amount as per regulation 54 minus depreciation as per schedule

Provided that Advance Against Depreciation shall be permitted only if the cumulative repayment up to a particular year exceeds the cumulative depreciation up to that year;

Provided further that Advance Against Depreciation in a year shall be restricted to the extent of difference between cumulative repayment and cumulative depreciation up to that year.

(iii) Return on Equity:

Return on equity shall be computed on the equity base determined in accordance with regulation 54 and shall be @ 14% per annum.

Provided that equity invested in foreign currency shall be allowed a return up to the prescribed limit in the same currency and the payment on this account shall be made in Indian Rupees based on the exchange rate prevailing on the due date of billing.

Explanation

The premium raised by the transmission licensee while issuing share capital and investment of internal resources created out of free reserve of the existing transmission licensee, if any, for the funding of the project, shall also be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, provided that such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the project and forms part of the approved financial package.

(iv) Operation and Maintenance expenses

(a) Norms for operation and maintenance expenses per ckt-km and per bay shall be as under, namely:

Norms for O&M expenses per ckt-km and per bay

	Year				
	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
O&M expenses (Rs. in lakh per ckt-km)	0.227	0.236	0.246	0.255	0.266
O&M expenses (Rs. in lakh per bay)	28.12	29.25	30.42	31.63	32.90

(b) The total allowable O&M expenses for a transmission licensee shall be calculated by multiplying the number of bays and ckt-km of line length with the applicable norms for the O&M expenses per bay and per ckt-Km respectively.

(v) **Interest on Working Capital**

(1) Working capital shall cover:

- (a) Operation and maintenance expenses for one month;
- (b) Maintenance spares @ 1% of the historical cost escalated @ 6% per annum from the date of commercial operation; and
- (c) Receivables equivalent to two months of transmission charges calculated on target availability level.

(2) Rate of interest on working capital shall be on normative basis and shall be equal to the short-term Prime Lending Rate of State Bank of India as on 1.4.2004 or on 1st April of the year in which the project or part thereof (as the case may be) is declared under commercial operation, whichever is later. The interest on working capital shall be payable on normative basis notwithstanding that the transmission licensee has not taken working capital loan from any outside agency.

57. **Payment of Transmission Charges** : Full annual transmission charges shall be recoverable at the target availability stipulated in regulation 51. Payment of transmission charges below the target availability shall be on *pro rata* basis. The transmission charges shall be calculated on monthly basis.

58. **Sharing of charges for intra-regional assets**: In case of more than one long-term transmission customer of the regional transmission system, the transmission charges leviable on each long-term transmission customer shall be computed as per the following formula:

Transmission Charges for intra-regional system payable for a month by a long-term transmission customer of that transmission system

$$= \left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{TC_i}{12} \right) - TRSC \right] \times \frac{CL}{SCL}$$

Where TC_i = Annual Transmission Charges for the i^{th} project in the region computed in accordance with regulation 56

n = Number of projects in the region

TRSC = Total recovery of transmission charges for the month from Short-term transmission customers for the regional transmission system in accordance with the Central Electricity Regulatory

Commission (Open Access in Inter-State Transmission) Regulations, 2004.

CL = Allotted Transmission Capacity to the long-term transmission customer

SCL = Sum of the Allotted Transmission Capacities to all the long-term transmission customers of the regional transmission system.

59. **Sharing of charges for inter-regional assets:** The transmission charges of the inter-regional assets, including HVDC system, after deducting the recovery from the short-term customers, shall be shared in the ratio of 50:50 by the long-term transmission customers of the regional transmission system of two contiguous regions in accordance with the following formula:

Transmission Charges payable for a month by a long term-customer within the region for the inter-regional assets connected to that region

$$= 0.5 \times \left\{ \frac{TC_j}{12} - RSC_j \right\} \times \frac{CL}{SCL}$$

Where

TC_j = Annual Transmission Charges for the particular inter-regional asset connected to the region computed in accordance with regulation 56,

RSC_j = Recovery of Transmission Charges for the month from the short-term customers for the particular inter-regional asset connected to the region in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Open Access in Inter-State Transmission) Regulations, 2004,

CL = Allotted Transmission Capacity to the long-term transmission customer in the regional transmission system in which it is located,

SCL = Sum of the Allotted Transmission Capacities to all the long-term transmission customers of the regional transmission system in the regional transmission system in which it is located.

60. **Incentive : (1)** The transmission licensee shall be entitled to incentive on achieving annual availability beyond the target availability as per regulation 51, in accordance with the following formula:

$$\text{Incentive} = \frac{\text{Annual Transmission Charges} \times [\text{Annual availability achieved} - \text{Target Availability}]}{\text{Target Availability}};$$

Where,

Annual transmission Charges shall correspond to intra-regional assets or for a particular inter-regional asset, as the case may be.

Provided that no incentive shall be payable above the availability of 99.75% for AC system and 98.5% for HVDC system.

(2) Incentive shall be shared by the long-term customers in the ratio of their average allotted transmission capacity for the year.

61. **Rebate** : For payment of bills of transmission charges through letter of credit on presentation, a rebate of 2% shall be allowed. Where payments are made subsequently through opening of letter of credit or otherwise, but within a period of one month of presentation of bills by the Transmission licensee, a rebate of 1% shall be allowed.

62. **Late payment surcharge** : In case the payment of bills of transmission charges by the beneficiary (s) is delayed beyond a period of 1 month from the date of billing a late payment surcharge at the rate of 1.25% per month shall be levied by the transmission licensee.

A. K. SACHAN, Secy.

[ADVT-3/4/Extraordinary/150/03]

Appendix-I

PART-I

TARIFF FILING FORMS (THERMAL)

PART-I

Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for Thermal Stations

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Thermal)	Tick
FORM- 1	Summary Sheet	
FORM-2	Plant Characteristics	
FORM-3	Normative parameters considered for tariff computations	
FORM- 4	Details of Foreign loans	
FORM-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	

FORM-5A	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects	
FORM-5B	Break-up of Capital Cost for Coal/Lignite based projects	
FORM-5C	Break-up of Capital Cost for Gas/Liquid fuel based Projects	
FORM-5D	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM- 6	Financial Package upto COD	
FORM- 7	Details of Project Specific Loans	
FORM- 8	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
FORM-9	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM- 10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 11	Statement of Depreciation	
FORM- 12	Calculation of Depreciation Rate	
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans ¹	
FORM- 13A	Calculation of Interest on Loans	
FORM- 14	Calculation of Advance Against Depreciation (AAD)	
FORM- 15	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM- 16	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM-17	CALCULATION OF OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES	
FORM-18	DETAILS OF OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSES	
FORM-19	Details/Information to be Submitted in respect of Fuel for Computation of Energy Charges ¹	
Other Information/ Documents		
Sl. No.	Information/Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Station setup by a company making tariff application for the first time to CERC)	
2	Stationwise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on COD of the Station for the new station & for the relevant years.	
3	Copies of relevant loan Agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.	
7	Copies of the BPSA/PPA with the beneficiaries, if any	
8	Detailed note giving reasons of time and cost over run, if applicable.	
9	Any other relevant information, (Please specify)	

Note: Electronic copy in the form of CD/Floppy disc shall also be furnished.

Summary Sheet

Name of the Company

Name of the Power Station :

Region

State

District

(Rs. in lacs)

S.N o.	Particulars		Existing 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2		3	4	5	6	7	8
1.1	Depreciation	FORM- 11						
1.2	Interest on Loan	FORM- 13A						
1.3	Return on Equity ¹							
1.4	Advance against Depreciation	FORM- 14						
1.5	Interest on Working Capital	FORM- 15						
1.6	O & M Expenses							
	Total							
2. Calculation of Rate of Energy Charge (Rs./kWh)¹								
			During Stabilisation		After Stabilisation			
2.1	Rate of Energy Charge from Primary Fuel (REC) ²							
2.2	Rate of Energy Charge from Secondary Fuel (REC)							
2.3	Rate of Energy Charge ex-bus (REC) ^{3A 3B 3C}							

¹ Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.² If multifuel is used simultaneously, give 2.1 in respect of every fuel individually.^{3A} The rate of energy charge shall be computed for open cycle operation and combined cycle operation separately in case of gas/liquid fuel fired plants.^{3B} The total energy charge shall be worked out based on ex-bus energy scheduled to be sent out in case of plants covered by ABT, and ex-bus energy sent out in case of plants not covered by ABT, as the case may be.^{3C} Any escalation in fuel cost to be considered for subsequent years or FPA to take care of the escalation.

Petitioner

Plant Characteristics		PART-I FORM-2
Name of the Company		
Name of the Power Station		
Basic characteristics of the plant ¹		
Special Features of the Plant		
Site Specific Features ²		
Special Technological Features ³		
Environmental	Regulation	related features ⁴
Any other special features		

Fuel Details ⁵	Primary Fuel		Secondary Fuel		Alternate Fuels		
Details		Module number or Unit number					
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	& so on
Installed Capacity (IC)							
Date of Commercial Operation (COD)							
Type of cooling system ⁶							
Type of Boiler Feed Pump ⁷							

¹ Describe the basic characteristics of the plant e.g. in the case of a coal based plant whehter it is a conventional steam generator or circulating fluidized bed combustion generator or sub-critical once through steam generator etc.

² Any site specific feature such as Merry-Go-Round, Vicinity to sea, Intake /makeup water systems etc. scrubbers etc. Specify all such features.

³ Any Special Technological feature like Advanced class FA technology in Gas Turbines, etc.

⁴ Environmental regulation related features like FGD, ESP etc.

⁵ Coal or natural gas or naptha or lignite etc.

⁶ Closed circuit cooling, once through cooling, sea cooling etc.

⁷ Motor driven, Steam turbine driven etc.

PETITIONER

Normative parameters considered for tariff computations		Year Ending March					
Name of the Company							
Name of the Power Station							
Particulars	Unit	As Existing	As Notified by CERC				
		2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
(1)		(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Rate of Return on Equity	%						
Target Availability	%						
Target PLF	%						
Auxiliary Energy Consumption	%						
Gross Station Heat Rate	kCal/kWh						
Specific Fuel Oil Consumption	ml/kWh						
O&M Cost	Rs.Lakh/MW						
Cost of Coal/Lignite for WC ¹	in Months						
Cost of Secondary Fuel Oil for WC ¹	in Months						
Fuel Cost for WC ²	in Months						
Liquid Fuel Stock for WC ²	in Months						
O & M Expenses for WC	in Months						
Maintenance Spares for WC	%						
Recievables for WC	in Months						
Prime lending Rate of SBI as on	%						
Incentive Rate	Paise / kWh						

¹For Coal bsaed/Lignite based generating stations

²For Gas Turbine/Combined Cycle generating stations duly taking into account the mode of operation on gas fuel and liquid fuel

**PART-I
FORM- 4****Details of Foreign loans**

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of the Company

Name of the Power Station

Exchange Rate at COD

Exchange Rate as on 31.03.2004

(Amount in lacs)

Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)
Currency¹												
At the date of Drawl ²												
Scheduled repayment date of principal												
Scheduled payment date of interest												
At the end of Financial year												
Currency²												
At the date of Drawl ²												
Scheduled repayment date of principal												
Scheduled payment date of interest												
At the end of Financial year												
Currency³ & so on												
At the date of Drawl ²												
Scheduled repayment date of principal												
Scheduled payment date of interest												
At the end of Financial year												

¹ Name of the currency to be mentioned e.g. US \$, DM, etc. etc.² In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given.**Petitioner**

**PART-I
FORM-5****Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects****Name of the Company :** _____**Name of the Power Station :** _____

Capital Cost as admitted by CERC	
Capital cost admitted as on _____	
(Give reference of the relevant CERC Order with Petition No. & Date)	
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)	
Domestic Component (Rs. Cr.)	
Foreign Exchange rate considered for the admitted Capital cost	
Total Capital cost admitted (Rs. Cr)	
PETITIONER	

PART-I FORM-5A	
Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects	
Name of the Company : _____	
Name of the Power Station : _____	
New Projects	
Capital Cost Estimates	
Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:	
Date of approval of the Capital cost estimates:	
	Present Day Cost
	Completed Cost
Price level of approved estimates	As of End of _____ Qtr. Of _____ the year _____
	As on Scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates	
Capital Cost excluding IDC & FC	
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)	
Domestic Component (Rs. Cr.)	
Capital cost excluding IDC & FC (Rs. Cr.)	
IDC & FC	
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)	
Domestic Component (Rs. Cr.)	
Total IDC & FC (Rs. Cr.)	
Rate of taxes & duties considered	
Capital cost Including IDC & FC	
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)	
Domestic Component (Rs. Cr.)	
Capital cost Including IDC & FC (Rs. Cr.)	
Schedule of Commissioning	
COD of Unit-I/Block-I	
COD of Unit-II/Block-II	

COD of last Unit/Block	
Note: 1. Copy of approval letter should be enclosed. 2. Details of Capital cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable. 3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-16.	
PETITIONER	

Break-up of Capital Cost for Coal/Lignite based projects						PART-I FORM-5B
Name of the Company :						
Name of the Power Station :						
Sl.No.	Break Down	Cost in Rs. Crores		Variation (Rs. Cr.)	Reasons for Variation	Admitted Cost (Rs. Cr.)
(1)	(2)	As per original Estimates (3)	As on COD (4)	(5)	(6)	(7)
1.0	Cost of Land & Site Development					
1.1	Land					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site development					
	Total Land & Site Development					
2.0	Plant & Equipment					
2.1	Steam Generator Island					
2.2	Turbine Generator Island					
2.3	BOP Mechanical					
2.3.1	External water supply system					
2.3.2	CW system					
2.3.3	DM water Plant					
2.3.4	Clarification plant					
2.3.5	Chlorination Plant					
2.3.6	Fuel Handling & Storage system					
2.3.7	Ash Handling System					
2.3.8	Coal Handling Plant					
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives					
2.3.10	MGR					
2.3.11	Air Compressor System					
2.3.12	Air Condition & Ventilation System					
2.3.13	Fire fighting System					
2.3.14	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
2.4	BOP Electrical					
2.4.1	Switch Yard Package					
2.4.2	Transformers Package					
2.4.3	Switch gear Package					
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding					
2.4.5	Lighting					
2.4.6	Emergency D.G. set					
	Total BOP Electrical					
2.5	C & I Package					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
2.60	Taxes and Duties					
2.6.1	Custom Duty					
2.6.2	Other Taxes & Duties					
	Total Taxes & Duties					
	Total Plant & Equipment					
3.0	Initial spares					
4.0	Civil Works					
4.1	Main plant/Adm. Building					
4.2	CW system					
4.3	Cooling Towers					
4.4	DM water Plant					
4.5	Clarification plant					
4.6	Chlorination plant					
4.7	Fuel Handling & Storage system					
4.8	Coal Handling Plant					
4.9	MGR & Marshalling Yard					
4.10	Ash Handling System					
4.11	Ash disposal area development					
4.12	Fire fighting System					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temp. construction & enabling works					
4.15	Road & Drainage					
	Total Civil works					
5.0	Construction & Pre- Commissioning Expenses					
5.1	Erection Testing and commissioning					
5.2	Site supervision					
5.3	Operator's Training					
5.4	Construction Insurance					
5.5	Tools & Plant					
5.6	Start up fuel					
	Total Construction & Pre- Commissioning Expenses					
6.0	Overheads					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7.0	Capital cost excluding IDC & FC					
7.1	Interest During Construction (IDC)					
7.2	Financing Charges (FC)					
8.0	Capital cost including IDC & FC					

Note:
1. In case of time & Cost over run, a detailed note giving reasons of such time and cost over run should be submitted clearly bring out the agency responsible and whether such time & cost over run was beyond the control of the generating company.

PETITIONER

PART-I FORM-5C						
Break-up of Capital Cost for Gas/Liquid fuel based Projects						
Name of the Company : _____						
Name of the Power Station : _____						
Sl.No.	Break Down	Cost in Rs. Crores		Variation (Rs. Cr.)	Reasons for Variation	Admitted Cost (Rs. Cr.)
		As per original Estimates	As on COD			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.0	Cost of Land & Site Development					
1.1	Land					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site development					
	Total Land & Site Development					
2.0	Plant & Equipment					
2.1	Steam Turbine generator Island					
2.2	Turbine Generator Island					
2.3	WHRB Island					
2.4	BOP Mechanical					
2.4.1	Fuel Handling & Storage system					
2.4.2	External water supply system					
2.4.3	CW system					
2.4.4	Cooling Towers					
2.4.5	DM water Plant					
2.4.6	Clarification plant					
2.4.7	Chlorination Plant					
2.4.8	Air condition & Ventilation System					
2.4.9	Fire Fighting system					
2.4.10	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
2.5	BOP Electrical					
2.5.1	Switch Yard Package					
2.5.2	Transformers package					
2.5.3	Switch gear Package					
2.5.4	Cable, Cable Facilities & grounding					
2.5.5	Lighting					
2.5.6	Emergency D.G. set					
	Total BOP Electrical					
2.6	C & I Package					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
2.7	Taxes and Duties					
2.7.1	Custom Duty					
2.7.2	Other Taxes & Duties					
	Total Taxes & Duties					
	Total Plant & Equipment					
3.0	Initial spares					
4.0	Civil Works					
4.1	Main plant/Adm. Building					
4.2	External water supply system					
4.3	CW system					
4.4	Cooling Towers					
4.5	DM water Plant					
4.6	Clarification plant					
4.7	Fuel Handling & Storage system					
4.8	Township & Colony					
4.9	Temp. construction & enabling works					
4.10	Road & Drainage					
4.11	Fire Fighting system					
	Total Civil works					
5.0	Construction & Pre-Commissioning Expenses					
5.1	Erection Testing and commissioning					
5.2	Site supervision					
5.3	Operator's Training					
5.4	Construction Insurance					
5.5	Tools & Plant					
5.6	Start up fuel					
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses					
6.0	Overheads					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7.0	Capital cost excluding IDC & FC					
7.1	Interest During Construction (IDC)					
7.2	Financing Charges (FC)					
8.0	Capital cost including IDC & FC					

Note:
1. In case of time & Cost over run, a detailed note giving reasons of such time and cost over run should be submitted clearly bring out the agency responsible and whether such time & cost over run was beyond the control of the generating company.

PETITIONER

[illegible]

PART-I
FORM- 6
Financial Package upto COD

Name of the Company
Name of the Power Station
Project Cost as on COD¹
Date of Commercial Operation of the Station²

(Amount in lacs)

1	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount ³		Currency and Amount ³		Currency and Amount ³	
	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US \$	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

¹ Say US \$ 200m + Rs.400 Cr or Rs.1200 Cr including US \$200m at an exchange rate of 1US \$=Rs.40/-

² Date of Commercial Operation means Commercial Operation of the last unit

³ For example : US \$, 200M etc.etc

Petitioner

PART-I
FORM- 7**Details of Project Specific Loans****Name of the Company****Name of the Power Station**

(Amount in lacs)						
Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2004/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
Are there any Caps/Floor ⁹						
If above is yes,specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						

¹ Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

² Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.

³ Details are to be submitted as on 31.03.2004 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

⁴ Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.

⁵ If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.

⁶ Interest type means whether the interest is fixed or floating.

⁷ Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.

⁸ Margin means the points over and above the floating rate.

⁹ At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.

¹⁰ Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.

¹¹ Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.

¹² Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.

¹³ Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately

¹⁴ If the repayment instalment amount and repayment date can not be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.

¹⁵ In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment alongwith exchange rate at that date may be given.

¹⁶ Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2004 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

Petitioner

PART-I

FORM- 8

Details of Allocation of corporate loans to various projects

Name of the Company

Name of the Power Station

(Amount in lacs)

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2004/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Distribution of loan packages to various projects						
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

1

IFC, PFC etc.

² Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.³ Details are to be submitted as on 31.03.2004 for existing assets and as on COD for the remaining assets.⁴ Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.⁵ If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.⁶ Interest type means whether the interest is fixed or floating.

7

different dates from the date of drawl may also be enclosed.

⁸ Margin means the points over and above the floating rate.⁹ At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.¹⁰ Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.¹¹ Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.¹² Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.¹³ Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment and its allocation may also be given separately¹⁴ If the repayment instalment amount and repayment date can not be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.

15

¹⁶ Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2004 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

Petitioner

**PART-I
FORM- 10****Financing of Additional Capitalisation**

Name of the Company

Name of the Power Station

Date of Commercial Operation

(Amount in lacs)

Financial Year (Starting from COD)	Actual					Admitted				
	Year1	Year2	Year3	Year4	Year 5 & So on	Year1	Year2	Year3	Year4	Year 5 & So on
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalised in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan ²										
Equity										
Internal Resources										
Others										
Total										

¹ Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.²

Petitioner

PART-I
FORM- 11

Statement of Depreciation

Name of the Company _____
Name of the Power Station _____

Financial Year	Upto 2000-01 ¹	(Amount in lacs)								
		2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Depreciation on Capital Cost										
Depreciation on Additional Capitalisation										
Amount of Additional Capitalisation										
Depreciation Amount										
Detail of FERV										
Amount of FERV on which depreciation charged										
Depreciation amount										
Depreciation recovered during the Year										
Advance against Depreciation recovered during the Year										
Depreciation & Advance against Depreciation recovered during the year										
Cumulative Depreciation & Advance against Depreciation recovered upto the year										

¹ If the tariff for the period 2001-04 was not ordered by the Commission, Depreciation recovered in Tariff upto 2000-01 to be furnished with yearwise details in the same form separately with supporting details..

Petitioner

PART-I
FORM- 12**Calculation of Depreciation Rate****Name of the Company****Name of the Power Station**

(Amount in lacs)

Sl. no.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2004 or as on COD, whichever is later	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
	TOTAL			
	Weighted Average Depreciation Rate (%)			

¹ Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

Petitioner

PART-I
FORM- 13**Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans¹**

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Sl. no.	Particulars	Existing 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
	Loan-1						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Rate of Interest on Loan						
	Interest on loan						
	Loan-2						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Rate of Interest on Loan						
	Interest on loan						
	Loan-3 and so on						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Rate of Interest on Loan						
	Interest on loan						
	Total Loan						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Interest on loan						
	Weighted average Rate of Interest on Loans						

¹ In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculations in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

Petitioner

Calculation of Interest on Loans

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

Particulars	Existing 2003-04	2004-05	2005-06
1	2	3	4
Gross loan - Opening			
Cumulative repayments of Loans upto previous year			
Net loan - Opening			
Increase/Decrease due to ACE during the Year			
Repayments of Loans during the year			
Net loan - Closing			
Average Net Loan			
Weighted average Rate of Interest on Loans			
Interest on loan			

FORM- 13A

Calculation of Interest on Loans

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

(Amount in lacs)

Particulars	Existing 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Increase/Decrease due to ACE during the Year						
Repayments of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						
Interest on loan						

Petitioner

FORM- 14
Calculation of Advance Against Depreciation (AAD)

Name of the Company
Name of the Power Station

Particulars	Existing 2003-04	(Amount in lacs)					
		2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	
1	2	3	4	5	6	7	
1/10th of the Loan(s)							
Repayment of the Loan(s) as							
Minimum of the Above							
Less: Depreciation during the							
(A ¹)							
Cumulative Repayment of the							
Loan(s) as considered for							
working out Interest on Loan							
Less: Cumulative Depreciation							
(B ¹)							
Advance Against Depreciation							
(Minimum of A & B)							

¹ If the amount is negative, it will be shown as zero.

Petitioner

FORM-15

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

Sl. No.	Particulars	(Amount in lacs)					
		Existing 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
1	O & M expenses						
2	Maintenance Spares						
3	Receivables						
	Total Working Capital						
	Rate of Interest						
	Interest on Working Capital						

Petitioner

ITEMS		1998-99	1999-00	2000-01	2001-02	2002-03
	1	2	3	4	5	6
(A)	Breakup of O&M expenses					
1	Consumption of Stores and Spares					
2	Repair and Maintenance					
3	Insurance					
4	Security					
5	Administrative Expenses					
	- Rent					
	- Electricity Charges					
	- Travelling and conveyance					
	- Telephone, telex and postage					
	- Advertising					
	- Entertainment					
	- Others (Specify items)					
	Sub-Total (Administrative Expenses)					
6	Employee Cost					
	a) Salaries, wages and allowances					
	b) Staff welfare expenses					
	c) Productivity linked incentive					

7	Corporate office expenses allocation					
8	Total (1 to 8).					
	LESS: Recovered, if any					
	Net Expenses					
<p>Notes:</p> <p>I. The process of allocation of corporate expenses to generating stations should be specified</p> <p>II. An annual increase in O&M expenses under a given head in excess of 20 percent should be explained</p> <p>III. The data should be based on audited balance sheets</p>						
(B)	Breakup of corporate expenses (Aggregate)					
	- Employee expenses					
	- Repair and maintenance					
	- Training and Recruitment					
	- Communication					
	- Travelling					
	- Security					
	- Rent					
	- Others					
	Total					
(C)	Details of number of Employees					
	i) Executives					
	ii) Non-Executives					
	iii) Skilled					
	iv) Non-Skilled					
	Total					
(PETITIONER)						

Appendix-I

PART-II

TARIFF FILING FORMS (HYDRO)

Appendix-I
Checklist of Forms and other information/
documents for tariff filing for Hydro Stations

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
FORM-1	Summary of Tariff Proposal	
FORM-2	Details of type of hydro station, Capacity Index, Primary energy rate	
FORM-3	Salient Features of hydro electric project	

FORM-4	Details of Foreign loans	
FORM-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	
FORM-5A	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects	
FORM-5B	Break up of capital Cost	
FORM-5C	Break up of Project Cost for Plant and Equipment	
FORM-5D	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM-6	Financial Package upto COD	
FORM-7	Details of Project Specific Loans	
FORM-8	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
FORM-9	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM-10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM-11	Statement of Depreciation	
FORM-12	Calculation of Depreciation Rate	
FORM-13	Calculation of weighted average rate of interest on actual loan	
FORM 13A	Calculation of interest on loan	
FORM-14	Calculation of Advance Against Depreciation (AAD)	
FORM-15	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM-16	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM-17	Calculation of Operation & Maintenance Expenses	
FORM-18	Details of Operation & Maintenance Expenses	
Other Information/ Documents		
Sl. No.	Information/Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencing Business, Memorandum of Association & Article of Association (for new station set up by a company making tariff application for the first time to CERC)	
2	Stationwise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on COD of the station and for the relevant years.	
3	Copies of relevant loan agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity	
6	Copies of the BPSA/PPA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of time and cost over run, if applicable.	
8	Any other relevant information (Please specify)	

Note: Electronic copy in the form of CD/Floppy disc shall also be furnished.

FORM- 1

Summary Sheet

Name of the Company

Name of the Power Station :

Region

State District

(Rs. in lacs)

S.N o.	Particulars	Existing 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Depreciation						
2	Interest on Loan						
3	Return on Equity ¹						
4	Advance against Depreciation						
5	Interest on Working Capital						
6	O & M Expenses						
	Total						

¹ Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

Petitioner

FORM-2			
Details of COD, Type of hydro station, Capacity Index, Primary energy rate			
NAME OF COMPANY:			
NAME OF POWER STATION :			
Sl. No.	Description		As per CERC norms for tariff period 2004-05 to 2008-09
1	Installed Capacity	MW	
2	Free power to home state	%	
3	Date of commercial operation		
	Unit-1		
	Unit-2		
	Unit-3		
4	Type of Station		
	a) Surface/underground		
	b) Purely ROR/ Pondage/Storage		
	c) Peaking/non-peaking		
	d) No. of hours of peaking		
	e) Overload capacity(MW) & period		
5	Type of excitation		
	a) Rotating exciters on generator		
	b) Static excitation		
6	Design Energy (Annual) ¹	Gwh	
7	Auxiliary Consumption	%	
8	Transformation losses	%	
9	Saleable Primary Energy	Gwh	
10	Primary Energy Rate	paise/Kwh	
11	Primary Energy Charge	Rs. in crore	
12	Capacity Index		
	Normative value		

¹ Monthwise Design energy figures to be given separately with the petition.

PETITIONER

SALIENT FEATURES OF HYDROELECTRIC PROJECT		FORM-3
NAME OF COMPANY:		
NAME OF POWER STATION:		
1. Location		
State/Distt.		
River		
2. Diversion Tunnel		
Size, shape		
Length		
3. Dam		
Type		
Maximum dam height		
4. Spillway		
Type		
Crest level of spillway		
5. Reservoir		
Full Reservoir Level (FRL)		
Minimum Draw Down Level (MDDL)		
Live storage (MCM)		
6. Desilting Arrangement		
Type		
Number and Size		
Particle size to be removed(mm)		
7. Head Race Tunnel		
Size and type		
Length		
Design discharge(Cumecs)		
8. Surge Shaft		
Type		
Diameter		
Height		
9. Penstock/Pressure shafts		
Type		
Diameter & Length		
10. Power House		
Type		
Installed capacity (No of units x MW)		
Peaking capacity during lean period (MW)		
Type of turbine		
Rated Head(M)		
Rated Discharge(Cumecs)		
11. Tail Race Tunnel		
Diameter, shape		
Length		
Minimum tail water level		
12. Switchyard		
Type of Switch gear		
No. of generator bays		
No. of Bus coupler bays		
No. of line bays		

Note: Specify limitation on generation during specific time period on account of restriction(s) on water use due to irrigation, drinking water, industrial, environmental considerations etc.

PETITIONER

FORM- 4

Details of Foreign loans

(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of the Company

Name of the Power Station

Exchange Rate at COD

Exchange Rate as on 31.03.2004

(Amount in lacs)

Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)
Currency 1¹												
At the date of Drawl ²												
Scheduled repayment date of principal												
Scheduled payment date of interest												
At the end of Financial year												
Currency 2¹												
At the date of Drawl ²												
Scheduled repayment date of principal												
Scheduled payment date of interest												
At the end of Financial year												
Currency 3¹ & so on												
At the date of Drawl ²												
Scheduled repayment date of principal												
Scheduled payment date of interest												
At the end of Financial year												

¹ Name of the currency to be mentioned e.g. US \$, DM, etc. etc.:² In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given.

Petitioner

FORM-5

Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of the Company : _____

Name of the Power Station : _____

Capital cost as admitted by CERC _____

Capital cost admitted as on -----

(Give reference of the relevant CERC Order with Petition No. & Date)

Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)

Domestic Component (Rs. Cr.)

Foreign Exchange rate considered for the admitted cost

Total Capital cost admitted (Rs. Cr)

PETITIONER

FORM-5A		
Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects		
Name of the Company : _____		
Name of the Power Station : _____		
New Projects		
Capital Cost Estimates		
Board of Director/ Agency approving the project cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	Completed Cost
Price level of approved estimates	As of End of _____ Qtr. Of the year _____	As on Scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC & FC		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Cr.)		
Capital cost excluding IDC & FC (Rs. Cr.)		
IDC & FC		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Cr.)		
IDC & FC (Rs.Cr.)		
Rate of taxes & duties considered		
Schedule of Commissioning		
COD of Unit-I		
COD of Unit-II		

COD of last Unit		
Note: 1. Copy of approval letter should be enclosed. 2. Details of capital cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable. 3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-16.		
PETITIONER		

<div style="text-align: right;">FORM-5B</div> <div style="text-align: center;">Break up of Capital cost for hydro power generating station</div> <div> NAME OF COMPANY: NAME OF POWER STATION: </div> <div style="text-align: right;">(Rs. in crore)</div>						
Sl. No.	Head of works	Original cost as approved by Authority	Cost on COD	Variation	Reasons for variation	Admitted cost
1	2	3	4	5	6	7
1.0	Infrastructure Works					
1.1	Preliminary including Development					
1.2	Land					
1.3	Buildings					
1.4	Township					
1.5	Maintenance					
1.6	Tools & Plants					
1.7	Communication					
1.8	Environment & Ecology					
1.9	Losses on stock					
1.10	Receipt & Recoveries					
1.11	Total (Infrastructure works)					
2.0	Major Civil Works					
2.1	Dam, Intake & Desilting Chambers					
2.2	HRT, TRT, Surge Shaft & Pressure shafts					
2.3	Power Plant civil works					
2.4	Other civil works (to be specified)					
2.5	Total (Major Civil Works)					
3.0	Hydro Mechanical equipments					
4.0	Plant & Equipment					
4.1	Initial spares of Plant & Equipment					
4.2	Total (Plant & Equipment)					
5.0	Taxes and Duties					
5.1	Custom Duty					
5.2	Other taxes & Duties					
5.3	Total Taxes & Duties					
6.0	Construction & Pre-commissioning expenses					
6.1	Erection, testing & commissioning					
6.2	Construction Insurance					
6.3	Site supervision					
6.4	Total (Const. & Pre-commissioning)					
7.0	Overheads					
7.1	Establishment					
7.2	Design & Engineering					
7.3	Audit & Accounts					
7.4	Contingency					
7.5	Rehabilitation & Resettlement					
7.6	Total (Overheads)					
8.0	Capital Cost without IDC & FC					
9.0	Financing charges (FC)					
10.0	Interest during construction (IDC)					
11.0	Capital Cost with IDC & FC					

Note:

1. In case of time and cost over-run of the project, a detailed note giving reasons of such time and cost over run should be submitted, bringing out the agency responsible and whether such time and cost over run was beyond the control of the generating company.

PETITIONER

Break up of Capital Cost for Plant & Equipment						FORM- 5C
NAME OF COMPANY:						
NAME OF POWER STATION:						
(Rs. in crore)						
Sl. No.	Head of works	Original Cost as approved by Authority	Cost on COD	Variation	Reasons for variation	Admitted cost
1	2	3	4	5	6	7
1.0	Generator, turbine & Accessories					
1.1	Generator package					
1.2	Turbine package					
1.3	Unit control Board					
1.4	C&I package					
1.5	Bus Duct of GT connection					
1.6	Total (Generator, turbine & Accessories)					
2.0	Auxiliary Electrical Equipment					
2.1	Step up transformer					
2.2	Unit Auxiliary Transformer					
2.3	Local supply transformer					
2.4	Station transformer					
2.5	SCADA					
2.6	Switchgear, Batteries, DC dist. Board					
2.7	Telecommunication equipment					
2.8	Illumination of Dam, PH and Switchyard					
2.9	Cables & cable facilities, grounding					
2.10	Diesel generating sets					
2.11	Total (Auxiliary Elect. Equipment)					
3.0	Auxiliary equipment & services for power station					
3.1	EOT crane					
3.2	Other cranes					
3.3	Electric lifts & elevators					
3.4	Cooling water system					
3.5	Drainage & dewatering system					
3.6	Fire fighting equipment					
3.7	Air conditioning, ventilation and heating					
3.8	Water supply system					
3.9	Oil handling equipment					
3.10	Workshop machines & equipment					
3.11	Total (Auxiliary equipt. & services for PS)					
4.0	Switchyard package					
5.0	Initial spares for all above equipments					
6.0	Total (Plant & Equipment)					

PETITIONER

FORM- 6

Financial Package upto COD

Name of the Company

Name of the Power Station

Project Cost as on COD¹Date of Commercial Operation of the Station²

(Amount in lacs)						
1	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount ³	3	Currency and Amount ³	4	Currency and Amount ³	5
	2				6	7
Loan-I	US \$	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

¹ Say US \$ 200m + Rs.400 Cr or Rs.1200 Cr including US \$200m at an exchange rate of 1US \$=Rs.40/-² Date of Commercial Operation means Commercial Operation of the last unit³ For example : US \$, 200M etc.etc

Petitioner

FORM- 7

Details of Project Specific Loans

Name of the Company

Name of the Power Station

(Amount in lacs)

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2004/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
Are there any Caps/Floor ⁹						
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						

¹ Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

² Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.

³ Details are to be submitted as on 31.03.2004 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

⁴ Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.

⁵ If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.

⁶ Interest type means whether the interest is fixed or floating.

⁷ Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.

⁸ Margin means the points over and above the floating rate.

⁹ At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.

¹⁰ Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.

¹¹ Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.

¹² Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.

¹³ Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately

¹⁴ If the repayment instalment amount and repayment date can not be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.

¹⁵ In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment alongwith exchange rate at that date may be given.

¹⁶ Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2004 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

Petitioner

FORM- 8

Details of Allocation of corporate loans to various projects

Name of the Company

Name of the Power Station

Particulars	(Amount in lacs)					Remarks
	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2004/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁵						
Distribution of loan packages to various projects						
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

1

IFC, PFC etc.

2 Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.

3

4 Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.

5 If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.

6 Interest type means whether the interest is fixed or floating.

7 Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.

8 Margin means the points over and above the floating rate.

9 At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.

10 Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.

11 Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.

12 Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.

13 Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment and its allocation may also be given separately

14 If the repayment instalment amount and repayment date can not be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.

15 In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment alongwith exchange rate at that date may be given.

16 Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2004 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

Petitioner

Name of Power Station:

COD :

[illegible]

Note:

be indicated separately, e.g. Rotor- 50 Crs. Initial spares - 5 Crs.

PETITIONER

FORM- 10
Financing of Additional Capitalisation

Name of the Company _____
 Name of the Power Station _____
 Date of Commercial Operation _____

(Amount in lacs)

Financial Year (Starting from COD)	Actual					Admitted				
	Year1	Year2	Year3	Year4	Year 5 & So on	Year1	Year2	Year3	Year4	Year 5 & So on
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalised in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan ²										
Equity										
Internal Resources										
Others										
Total										

¹ Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.

² Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevant.

Petitioner

FORM- 11

Statement of Depreciation

Name of the Company

Name of the Power Station

Financial Year	Upto 2000-01 ¹	(Amount in lacs)									
		2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Depreciation on Capital Cost											
Depreciation on Additional Capitalisation											
Amount of Additional Capitalisation											
Depreciation Amount											
Detail of FERV											
Amount of FERV on which depreciation charged											
Depreciation amount											
Depreciation recovered during the Year											
Advance against Depreciation recovered during the Year											
Depreciation & Advance against Depreciation recovered during the year											
Cumulative Depreciation & Advance against Depreciation recovered upto the year											

¹ If the tariff for the period 2001-04 was not ordered by the Commission, Depreciation recovered in Tariff upto 2000-01 to be furnished with yearwise details in the same form separately with supporting details..

Petitioner

FORM- 12

Calculation of Depreciation Rate

Name of the Company

Name of the Power Station

(Amount in lacs)

Sl. no.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2004 or as on COD, whichever is later	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
	TOTAL			
	Weighted Average Depreciation Rate (%)			

¹ Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

Petitioner

FORM- 13

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans¹

ie of the Company
ie of the Power Station

(Amount in lacs)

Particulars	Existing 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
2	3	4	5	6	7	8
Loan-1						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan						
Interest on loan						
Loan-2						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan						
Interest on loan						
Loan-3 and so on						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan						
Interest on loan						
Total Loan						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Interest on loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						

¹ In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculations in Original currency is also to be furnished seperately in the same form.

Petitioner

FORM- 13A

Calculation of Interest on Loans

Name of the Company

Name of the Power Station

(Amount in lacs)

Particulars	Existing 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Increase/Decrease due to ACE during the Year						
Repayments of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						
Interest on loan						

Petitioner

FORM- 14
Calculation of Advance Against Depreciation (AAD)

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

Particulars	Existing 2003-04	(Amount in lacs)					
		2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	
1	2	3	4	5	6	7	
1/10th of the Loan(s)							
Repayment of the Loan(s) as							
Minimum of the Above							
Less: Depreciation during the							
(A ¹)							
Cumulative Repayment of the							
Loan(s) as considered for							
working out Interest on Loan							
Less: Cumulative Depreciation							
(B ¹)							
Advance Against Depreciation							
(Minimum of A & B)							

¹ If the amount is negative, it will be shown as zero.

Petitioner

FORM- 15**Calculation of Interest on Working Capital**

Name of the Company _____

Name of the Power Station _____

Sl. No.	Particulars	(Amount in lacs)					
		Existing 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
1	O & M expenses						
2	Maintenance Spares						
3	Receivables						
	Total Working Capital						
	Rate of Interest						
	Interest on Working Capital						

Petitioner

FORM- 16

Name of the Company

Name of the Power Station

Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges

(Amount in Lacs)

Sl. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee
1	Loans									
1.1	Foreign Loans									
1.1.1	Foreign Loan 1									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
1.1.2	Foreign Loan 2									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
1.1.3	Foreign Loan 3									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
1.1.4	--									
	--									
	--									
1.1	Total Foreign Loans									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
1.2	Indian Loans									
1.2.1	Indian Loan 1									
	Draw down Amount	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	IDC	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	Financing charges	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.2.2	Indian Loan 2									
	Draw down Amount	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	IDC	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	Financing charges	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.2.3	Indian Loan 3									
	Draw down Amount	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	IDC	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	Financing charges	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.2.4	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.2	Total Indian Loans									
	Draw down Amount	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	IDC	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	Financing charges	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1	Total of Loans drawn									
	IDC									
	Financing charges									
2	Equity									
2.1	Foreign equity drawn									
2.2	Indian equity drawn	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	Total equity deployed									

Note: Drawal of debt and equity shall be on paripassu basis to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is permissible.

Petitioner

DETAILS OF OPERATION AND MAINTENANCE EXPENSE					FORM 18	
Name of the Company :						
Name of the Power Station :						
(Rs. In Lacs)						
	ITEMS	1998-99	1999-00	2000-01	2001-02	2002-03
	1	2	3	4	5	6
(A)	Breakup of O&M expenses					
1	Consumption of Stores and Spares					
2	Repair and Maintenance					
3	Insurance					
4	Security					
5	Administrative Expenses					
	- Rent					
	- Electricity Charges					
	- Travelling and conveyance					
	- Telephone, telex and postage					
	- Advertising					
	- Entertainment					
	- Others (Specify items)					
	Sub-Total (Administrative Expenses)					
6	Employee Cost					
	a) Salaries, wages and allowances					
	b) Staff welfare expenses					
	c) Productivity linked incentive					
7	Corporate office expenses allocation					
8	Total (1 to 8)					
	LESS: Recovered, if any					
	Net Expenses					
<p>Notes:</p> <p>I. The process of allocation of corporate expenses to generating stations should be specified</p> <p>II. An annual increase in O&M expenses under a given head in excess of 20 percent should be explained</p> <p>III. The data should be based on audited balance sheets</p>						
(B)	Breakup of corporate expenses (Aggregate)					
	- Employee expenses					
	- Repair and maintenance					
	- Training and Recruitment					
	- Communication					
	- Travelling					
	- Security					
	- Rent					
	- Others					
	Total					
(C)	Details of number of Employees					
	i) Executives					
	ii) Non-Executives					
	iii) Skilled					
	iv) Non-Skilled					
	Total					
(PETITIONER)						

Appendix-I

PART-III

TARIFF FILING FORMS (TRANSMISSION)

INDEX

PART-III

Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for Transmission System

Form No.	Tariff Filing Formats (Transmission)	Tick
FORM- 1	Summary Sheet	
FORM- 2	Details of Transmission Lines and Substations	
FORM- 3	Normative Parameters considered for tariff calculations	
FORM- 4	Details of Foreign loans	
FORM- 5	Abstract of Admitted Cost for the existing Projects	
FORM- 5A	Abstract of Project Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the new Projects	
FORM- 5B	Break-up of Project Cost for Transmission System	
FORM- 5C	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM- 5D	Details of elementwise cost	
FORM- 6	Financial Package upto COD	
FORM- 7	Details of Project Specific Loans	
FORM- 8	Details of Allocation of corporate loans to various transmission elements	
FORM- 9	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM- 10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 11	Statement of Depreciation	
FORM- 12	Calculation of Depreciation Rate	
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans	
FORM- 13A	Calculation of Interest on Loans	
FORM- 14	Calculation of Advance Against Depreciation (AAD)	
FORM- 15	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM- 16	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	

Other Information/ Documents

Sl. No.	Information/Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Station setup by a company making tariff application for the first time to CERC)	
2	Regionwise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the new Transmission System & for the relevant years.	
3	Copies of relevant loan Agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.	
6	Copies of the BPTA/TSA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of time and cost over run, if applicable.	
8	Any other relevant information, (Please specify)	

Note: Electronic copy in the form of CD/Floppy disc shall also be furnished.

**PART-III
FORM- 1****Summary Sheet**

Name of the Company

Name of the Project :

Name of the Transmission Element :
Region

State District

(Rs. in lacs)

S.N o.	Particulars	Existing 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Depreciation						
2	Interest on Loan						
3	Return on Equity ¹						
4	Advance against Depreciation						
5	Interest on Working Capital						
6	O & M Expenses						
	Total						

¹ Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

Petitioner

**PART-III
Form 2****DETAILS OF TRANSMISSION LINES & SUBSTATIONS****Name of the Transmission Licensee :****Name of the Project :****Name of Region:****Transmission lines**

S.NO.	Name of line	Type of line AC/HVDC	S/C or D/C	Voltage level kV	Line length Ckt.-Km.	Date of Commercial operation	Covered in this petition (Yes/No)
1							
2							
3							
4							
-							
-							
-							

Substations

S.NO.	Name of Sub- station	Type of Substation Conventional/ GIS	Voltage level kV	No. of transformers / Reactors/SVC etc (with capacity)	No. of Bays	Date of Commercial operation	Covered in this petition (Yes/No)
1							
2							
3							
4							
-							
-							

Petitioner**PART-III
FORM-3****Normative Parameters considered for tariff calculations****Name of the Transmission Licensee :****Name of the Project :****Name of Region:**

Particulars	Unit	As Existing	As Notified by CERC				
		2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
Target Availability	%						
Normative O&M per ckt.km	Rs. lacs						
Normative O&M per bay	Rs. lacs						
Spares for WC as % of O&M	%						
Receivables in Months for WC	months						
Rate of Return on Equity (%)	%						

Petitioner

**PART-III
FORM- 4**

Details of Foreign loans
(Details only in respect of loans applicable to the project under petition)

Name of the Company _____
 Name of the Project : _____
 Name of the Transmission Element : _____
 Exchange Rate at COD _____
 Exchange Rate as on 31.03.2004 _____

(Amount in lacs)

Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs.)
Currency¹												
At the date of Drawl ²												
Scheduled repayment date of principal												
Scheduled payment date of interest												
At the end of Financial year												
Currency²												
At the date of Drawl ²												
Scheduled repayment date of principal												
Scheduled payment date of interest												
At the end of Financial year												
Currency³ & so on												
At the date of Drawl ²												
Scheduled repayment date of principal												
Scheduled payment date of interest												
At the end of Financial year												

¹ Name of the currency to be mentioned e.g. US \$, DM, etc. etc.

² In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given.

Petitioner

PART-III
Form 5**Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects****Name of the Transmission Licensee :****Name of the Project :****Name of Region:**

Capital as admitted by CERC	
Capital cost admitted as on _____	
(Give reference of the CERC relevant Order with Petition No. & Date)	
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency):	
Domestic Component (Rs. Cr.):	
Foreign Exchange rate considered for the admitted cost:	
Total Project cost admitted (Rs. Cr):	

Petitioner

**PART-III
FORM-5A****Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects****Name of the Transmission Licensee :** _____**Name of the Project :** _____**Name of Region:** _____**Capital Cost Estimates**Board of Director/ Agency approving the
Capital cost estimates:Date of approval of the Capital cost
estimates:

	Present Day Cost	Completed Cost
Price level of approved estimates	As of End of _____ Qtr. Of _____	As on Scheduled COD of _____

Foreign Exchange rate considered for the
Capital cost estimates**Capital Cost excluding IDC & FC**Foreign Component, if any (In Million US \$
or the relevant Currency)

Domestic Component (Rs. Cr.)

**Capital cost excluding IDC & FC (Rs.
Cr)****IDC & FC**Foreign Component, if any (In Million US \$
or the relevant Currency)

Domestic Component (Rs. Cr.)

Total IDC & FC (Rs.Cr.)

Rate of taxes & duties considered

Capital cost Including IDC & FCForeign Component, if any (In Million US \$
or the relevant Currency)

Domestic Component (Rs. Cr.)

**Total Capital cost Including IDC & FC
(Rs. Cr)****Schedule of Commissioning**

(Scheduled DOCO elementwise)

Note:

1. Copy of approval letter should be enclosed.
2. Details of Capital cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable.
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-16.

PETITIONER

**PART-III
Form 5B****Break-up of Project Cost for Transmission System**

Name of the Transmission Licensee :

Name of the Project :

Name of Region:

Sl.No.	Break Down	Cost in Rs. Crores		Variation	Reasons for Variation	Admitted Cost
		As per original Estimates	As on COD			
1	2	3	4	5	6	7
A	TRANSMISSION LINE					
1.0	Preliminary works					
1.1	Design & Engineering					
1.2	Preliminary investigation, Right of way, forest clearance, PTCC, general civil works etc.					
1.3	Total Preliminary works					
2.0	Transmission Lines material					
2.1	Towers Steel					
2.2	Conductor					
2.3	Earth Wire					
2.4	Insulators					
2.5	Hardware Fittings					
2.6	Conductor & Earthwire accessories					
	Total Transmission Lines material					
2.8	Spares					
2.9	Erection, Stringing & Civil works including foundation					
3.0	Taxes and Duties					
3.1	Custom Duty					
3.2	Other Taxes & Duties					
	Total Taxes & Duties					
	Total -Transmission lines					
B.	SUBSTATIONS					
4.0	Preliminary works & land					
4.1	Design & Engineering					
4.2	Land					
4.3	Site preparation					
	Total Preliminary works & land					
5.0	Civil Works					
5.1	Control Room & Office Building including HVAC					
5.2	Township & Colony					
5.3	Roads and Drainage					
5.4	Foundation for structures					
5.5	Misc. civil works					
	Total Civil Works					

6.0	Substation Equipments					
6.1	Switchgear (CT,PT, Circuit Breaker, Isolator etc)					
6.2	Transformers					
6.3	Compensating Equipment(Reactor, SVCs etc)					
6.4	Control , Relay & Protection Panel					
6.5	PLCC					
6.6	HVDC package					
6.7	Bus Bars/ conductors/Insulators					
6.8	Outdoor lighting					
6.9	Emergency D.G. Set					
6.10	Grounding System					
6.11	Structure for switchyard					
	Total Substation Equipments					
7.00	Spares					
8.0	Taxes and Duties					
8.1	Custom Duty					
8.2	Other Taxes & Duties					
8.3	Total Taxes & Duties					
	Total (Sub-station)					
9.0	Construction and pre-commissioning expenses					
9.1	Site supervision & site admn.etc.					
9.2	Tools and Plants					
9.3	construction Insurance					
	Total Construction and pre commissioning expenses					
10.0	Overheads					
10.1	Establishment					
10.2	Audit & Accounts					
10.3	Contingency					
	Total Overheads					
11.0	Project cost without IDC & FC					
12.0	IDC & FC					
13.0	Project cost including IDC & FC					

Petitioner

² If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separately alongwith the currency, the exchange rate and the date e.g. Rs.80 Cr+US\$50m=Rs.280Cr at US\$=Rs40 as on say 4.1.1999.

PART-III
Form 5D**DETAILS OF ELEMENTWISE COST****Name of the Transmission Licensee :****Name of the Project :****Name of Region:****Transmission lines**

S.NO.	Name of line	Apportioned approved Cost (Rs. Lacs)	Completed Cost (Rs. Lacs)
1			
2			
3			
4			
-			
-			
-			

Substations

S.NO.	Name of Substation	Apportioned approved Cost (Rs. Lacs)	Completed Cost (Rs. Lacs)
1			
2			
3			
4			
-			
-			

Petitioner

**PART-III
FORM- 6****Financial Package upto COD**

Name of the Company

Name of the Project :

Name of the Transmission Element :

Project Cost as on COD¹Date of Commercial Operation of the Transmission element²

(Amount in lacs)

1	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US \$	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

¹ Say US \$ 200m + Rs.400 Cr or Rs.1200 Cr including US \$200m at an exchange rate of 1US \$=Rs.40/-² Date of Commercial Operation means Commercial Operation of the transmission element³ For example : US \$, 200M etc.etc**Petitioner**

**PART-III
FORM- 7****Details of Project Specific Loans****Name of the Company****Name of the Project :****Name of the Transmission Element :**

(Amount in lacs)

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2004/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
Are there any Caps/Floor ⁹						
If above is yes,specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						

¹ Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

² Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.

³ Details are to be submitted as on 31.03.2004 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

⁴ Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.

⁵ If the Tariff in the petition is claimed separately for various transmission elements, details in the Form is to be given separately for all the transmission elements in the same form.

⁶ Interest type means whether the interest is fixed or floating.

⁷ Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.

⁸ Margin means the points over and above the floating rate.

⁹ At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.

¹⁰ Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.

¹¹ Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.

¹² Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.

¹³ Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately

¹⁴ If the repayment instalment amount and repayment date can not be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.

¹⁵ In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment alongwith exchange rate at that date may be given.

¹⁶ Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2004 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

Petitioner

**PART-III
FORM- 8****Details of Allocation of corporate loans to various transmission elements**

Name of the Company _____

Name of the Project : _____

Name of the Transmission Element : _____

Particulars 1	(Amount in lacs)					Remarks 7
	Package1 2	Package2 3	Package3 4	Package4 5	Package5 6	
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2004/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Distribution of loan packages to various transmission elements						
Eastern Region						
Transmission element 1						
Transmission element 2 and so on						
Total						
Western Region						
Transmission element 1						
Transmission element 2 and so on						
Total						
Northern Region						
Transmission element 1						
Transmission element 2 and so on						
Total						
Southern Region						
Transmission element 1						
Transmission element 2 and so on						
Total						
North-Eastern Region						
Transmission element 1						
Transmission element 2 and so on						
Total						
RLDC						
Total						

¹ Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.² Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.³ Details are to be submitted as on 31.03.2004 for existing assets and as on COD for the remaining assets.⁴ Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.⁵ If the Tariff in the petition is claimed separately for various transmission elements, details in the Form is to be given separately for all the transmission elements in the same form.⁶ Interest type means whether the interest is fixed or floating.⁷ Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.⁸ Margin means the points over and above the floating rate.⁹ At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.¹⁰ Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.¹¹ Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.¹² Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.¹³ Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment and its allocation may also be given separately¹⁴ If the repayment instalment amount and repayment date can not be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.¹⁵ In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment alongwith exchange rate at that date may be given.¹⁶ Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2004 for existing assets and as on COD for the remaining assets.**Petitioner**

PART-III
FORM-9

Statement of Additional Capitalisation after COD

Name of the Transmission Licensee : _____

Name of the Project :

Name of Region: _____

COD

Sl.No.	Year	Work/Equipment added after COD up to Cut off Date / Beyond Cut off Date	Amount Capitalised / Proposed to be capitalised	Justification	Admitted Cost^I
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Total				

¹ In case the project has been completed and any tariff notification(s) has already been issued in the past by GOI, fill column 6 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the tariff

Note:

- Note:
- 1 Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly
 - 2 In case initial spares are purchased alongwith any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately.

Petitioner

FORM- 10

Financing of Additional Capitalisation

Name of the Company _____
 Name of the Project : _____
 Name of the Transmission Element : _____
 Date of Commercial Operation _____

(Amount in lacs)

Financial Year (Starting from COD)	Actual					Admitted				
	Year1	Year2	Year3	Year4	Year 5 & So on	Year1	Year2	Year3	Year4	Year 5 & So on
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalised in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan ²										
Equity										
Internal Resources										
Others										
Total										

¹ Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.

² Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevant.

**PART-III
FORM- 11**

Statement of Depreciation

Name of the Company _____

Name of the Project : _____

Name of the Transmission Element : _____

Financial Year	Upto 2000-01 ¹	(Amount in lacs)								
		2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Depreciation on Capital Cost										
Depreciation on Additional Capitalisation										
Amount of Additional Capitalisation										
Depreciation Amount										
Detail of FERV										
Amount of FERV on which depreciation charged										
Depreciation amount										
Depreciation recovered during the Year										
Advance against Depreciation recovered during the Year										
Depreciation & Advance against Depreciation recovered during the year										
Cumulative Depreciation & Advance against Depreciation recovered upto the year										

¹ If the tariff for the period 2001-04 was not ordered by the Commission, Depreciation recovered in Tariff upto 2000-01 to be furnished with yearwise details in the same form separately with supporting details..

Petitioner

PART-III
FORM- 12

Calculation of Depreciation Rate

Name of the Company _____

Name of the Project : _____

Name of the Transmission Element : _____

(Amount in lacs)

Sl. no.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2004 or as on COD, whichever is later	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
	TOTAL			
	Weighted Average Depreciation Rate (%)			

¹ Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

Petitioner

**PART-III
FORM- 13****Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans¹**

Name of the Company _____

Name of the Project : _____

Name of the Transmission Element : _____

(Amount in lacs)

Sl. no.	Particulars	Existing 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
	Loan-1						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Rate of Interest on Loan						
	Interest on loan						
	Loan-2						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Rate of Interest on Loan						
	Interest on loan						
	Loan-3 and so on						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Rate of Interest on Loan						
	Interest on loan						
	Total Loan						
	Gross loan - Opening						
	Cumulative repayments of Loans upto previous year						
	Net loan - Opening						
	Add: Drawal(s) during the Year						
	Less: Repayment (s) of Loans during the year						
	Net loan - Closing						
	Average Net Loan						
	Interest on loan						
	Weighted average Rate of Interest on Loans						

¹ In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculations in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

Petitioner

**PART-III
FORM- 13A****Calculation of Interest on Loans**

Name of the Company _____

Name of the Project : _____

Name of the Transmission Element : _____

(Amount in lacs)

Particulars	Existing 2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Increase/Decrease due to ACE during the Year						
Repayments of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						
Interest on loan						
Rate of Interest on Loan						
Interest on loan						

PART-III
FORM- 14
Calculation of Advance Against Depreciation (AAD)

Name of the Company _____

Name of the Project : _____

Name of the Transmission Element : _____

Particulars	Existing 2003-04	(Amount in lacs)					
		2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	
1	2	3	4	5	6	7	
1/10th of the Loan(s)							
Repayment of the Loan(s) as considered for working out Interest on Loan							
Minimum of the Above							
Less: Depreciation during the year							
(A ¹)							
Cumulative Repayment of the Loan(s) as considered for working out Interest on Loan							
Less: Cumulative Depreciation							
(B ¹)							
Advance Against Depreciation (Minimum of A & B)							

¹ If the amount is negative, it will be shown as zero.

FORM- 15**Calculation of Interest on Working Capital**

Name of the Company _____

Name of the Project : _____

Name of the Transmission Element : _____

Sl. No.	Particulars	Existing 2003-04	(Amount in lacs)				
			2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09
1	2	3	4	5	6	7	8
1	O & M expenses						
2	Maintenance Spares						
3	Receivables						
	Total Working Capital						
	Rate of Interest						
	Interest on Working Capital						

Petitioner

**PART-III
FORM- 16**

Name of the Transmission Licensee : _____
Name of the Project : _____
Name of Region: _____

Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges

(Amount in Lacs)

Sl. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee
1	Loans									
1.1	Foreign Loans									
1.1.1	Foreign Loan 1									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
1.1.2	Foreign Loan 2									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
1.1.3	Foreign Loan 3									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
1.1.4	--									
	--									
	--									
1.1	Total Foreign Loans									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
1.2	Indian Loans									
1.2.1	Indian Loan 1									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	Indian Loan 2									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.3	Indian Loan 3									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.4	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
1.2	Total Indian Loans									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1	Total of Loans drawn									
	IDC									
	Financing charges									
2	Equity									
2.1	Foreign equity drawn									
2.2	Indian equity drawn	--	--		--	--		--	--	
	Total equity deployed									

Note: Drawal of debt and equity shall be on pari passu basis to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is permissible.

Petitioner

Appendix II

Depreciation Schedule

Description of Assets	Useful Life(yrs)	Rate (Calculated w.r.t. 90%)	
	1	2	3=1*2
A. Land owned under full title	Infinity	---	
B. Land held under lease:			
(a) for investment in land.	The period of lease or the period remaining unexpired on the Assignment of the lease.	---	
(b) for cost of clearing site	The period of lease remaining unexpired at the date of clearing the site.	---	
C. Assets:			
Purchased new :			
(a) Plant and machinery in generating Stations including plant foundations :-			
(i) Hydro-electric	35	2.57	90
(ii) Steam-electric NHRS & Waste Heat Recovery Boilers/Plants	25	3.60	90
(iii) Diesel-electric & gas plant	15	6.00	90
(b) Cooling towers and circulating water systems	25	3.60	90

(c) Hydraulic works forming
Part of hydro-electric system
including:-

(i) Dams, Spillways weirs, canals reinforced concrete Flumes & syphons	50	1.80	90
--	----	------	----

(ii) Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge (tanks) hydraulic control valves and other hydraulic works.	35	2.57	90
---	----	------	----

(d) Building & civil engineering works of a
Permanent character, not mentioned above:-

(i) Offices & showrooms	50	1.80	90
-------------------------	----	------	----

(ii) Containing thermo- electric generating plant	25	3.60	90
--	----	------	----

(iii) Containing hydro- electric generating plant	35	2.57	90
--	----	------	----

(iv) Temporary erection such as wooden structures	5	18.00	90
--	---	-------	----

(v) Roads other than kutchra roads	50	1.80	90
---------------------------------------	----	------	----

(vi) Others	50	1.80	90
-------------	----	------	----

(e) Transformers, transformer (Kiosk) sub-
station
equipment & other fixed apparatus
(including
plant foundations)

(i) Transformers (including foundations) having a rating of 100 kilo volt amperes and over	25	3.60	90
---	----	------	----

(ii) Others	25	3.60	90
-------------	----	------	----

(f) Switchgear, including cable connections	25	3.60	90
(g) Lightning arrestors:			
(i) Station type	25	3.60	90
(ii) Pole type	15	6.00	90
(iii) Synchronous condensor	35	2.57	90
(h) Batteries:	5	18.00	90
(i) Underground Cable Including joint boxes and disconnected boxes	35	2.57	90
(ii) Cable duct system	50	1.80	90
(I) Overhead lines including supports:			
(i) Lines on fabricated steel operating at nominal voltages higher than 66 KV	35	2.57	90
(ii) Lines on steel supports operating at nominal voltages higher than 13.2 Kilo volts but not exceeding 66 Kilo vols	25	3.60	90
(iii) Lines on steel or reinforced concrete supports	25	3.60	90
(iv) Lines on treated wood supports	25	3.60	90
(j) Meters	15	6.00	90
(k) Self propelled vehicles	5	18.00	90
(l) Air conditioning plants:			
(i) Static	15	6.00	90
(ii) Portable	5	18.00	90
(m) (i) Office furniture and fittings	15	6.00	90

(ii) Office equipments:	15	6.00	90
(iii) Internal wiring including fittings and apparatus	15	6.00	90
(iv) Street light fittings	15	6.00	90
(o) Apparatus let on hire:			
(i) Other than motors	5	18.00	90
(ii) Motors	15	6.00	90
(p) Communication equipment:			
(i) Radio and higher frequency carrier system	15	6.00	90
(ii) Telephone lines and telephones	15	6.00	90
(q) Assets purchased second hand and assets not otherwise provided for in the schedule	Such reasonable period as the competent Government determines in each case having regard to the nature, age and condition of the assets at the time of its acquisition by the owner.		

Appendix- III

Procedure for calculation of Transmission System Availability

1. Transmission System Availability shall be calculated separately for each Regional Transmission System and inter-regional transmission system. The transmission elements shall be grouped into following categories for the purpose of calculation of availability of Transmission Systems :
 - i) AC transmission lines: Each circuit of AC transmission line shall be considered as one element.
 - ii) Inter-Connecting Transformers (ICTs): Each ICT bank (three single phase transformer together) shall form one element.
 - iii) Static VAR Compensator (SVC): SVC along with SVC transformer shall form one element. However, 50% credit to inductive and 50% to capacitive rating shall be given.
 - iv) Switched Bus Reactor: Each switched Bus Reactor shall be considered as one element.

- v) HVDC Bi-pole links: Each pole of HVDC link along with associated equipment at both ends shall be considered as one element.
- vi) HVDC back-to-back station: Each block of HVDC back-to-back station shall be considered as one element. If associated AC line (necessary for transfer of inter-regional power through HVDC back-to-back station) is not available, the HVDC back-to-back station block shall also be considered as unavailable.

2. The Availability of AC and HVDC portion of Transmission system shall be calculated as under:

% System Availability for AC system

$$= \frac{o \times AV_o + p \times AV_p + q \times AV_q + r \times AV_r}{o + p + q + r} \times 100$$

% System Availability for HVDC system

$$= \frac{s \times AV_s + t \times AV_t}{s + t} \times 100$$

Where

o is Total number of AC lines.

Appendix - III- (i)

AV _o	is	Availability of o number of AC lines.
p	is	Total number of switched bus reactors .
AV _p	is	Availability of p number of switched bus reactors.
q	is	Total number of ICTs.
AV _q	is	Availability of q number of ICTs.
r	is	Total number of SVCs.
AV _r	is	Availability of r number of SVCs.
s	is	Total number of HVDC poles
AV _s	is	Availability of s number of HVDC poles
t	is	Total number of HVDC back-to-back station blocks.
AV _t	is	Availability of t number of HVDC back-to-back station blocks

3. The weightage factor for each category of transmission elements shall be as under:

- (a) For each circuit of AC line – Surge Impedance Loading for Uncompensated line (SIL) multiplied by Circuit Km.
SIL rating for various voltage level and conductor configuration

is given in **Annexure-I** to this Appendix. However, for the voltage levels and/or conductor configurations not listed in Annexure-I, appropriate SIL based on technical considerations may be used for availability calculation under intimation to long-term transmission customers.

- (b) For each HVDC pole – The rated MW capacity x Circuit Km.
 - (c) For each ICT bank – The rated MVA capacity.
 - (d) For SVC – The rated MVAR capacity (inductive & capacitive).
 - (e) For switched Bus reactor – The rated MVAR capacity.
 - (f) For HVDC back-to-back station connecting two Regional grids – Rated MW capacity of each block.
4. The availability for each category of transmission elements shall be calculated based on the weightage factor, total hours under consideration and non-available hours for each element of that category. The formulae for calculation of Availability of each category of the Transmission elements are as per **Annexure-II** to this Appendix.
 5. The transmission elements under outage due to following reasons not attributable to the transmission licensee shall be deemed to be available:
 - i) Shut down of transmission elements availed by other agency/agencies for maintenance or construction of their transmission system.
 - ii) Manual tripping of line due to over voltage and manual tripping of switched bus reactor as per the directions of RLDC.
 6. Outage time of transmission elements for the following contingencies shall be excluded from the total time of the element under period of consideration.
 - i) Outage of elements due to acts of God and force majeure events beyond the control of the transmission licensee. However, onus of satisfying the Member Secretary, REB that element outage was due to aforesaid events and not due to design failure shall rest on the transmission licensee. A reasonable restoration time for the element shall be allowed by Member Secretary, REB and any additional time taken by the transmission licensee for restoration of the element beyond the reasonable time shall be treated as outage time attributable to the transmission licensee. Member Secretary REB may consult the transmission licensee or any expert for estimation of restoration time. Circuits restored through ERS (Emergency Restoration System) shall be considered as available.

- ii) Outage caused by grid incident/disturbance not attributable to the transmission licensee, e.g. faults in substation or bays owned by other agency causing outage of the transmission licensee's elements, tripping of lines, ICTs, HVDC back-to-back stations etc. due to grid disturbance. However, if the element is not restored on receipt of direction from RLDC while normalising the system following grid incident/disturbance within reasonable time, the element will be considered not available for whole period of outage and outage time shall be attributable to the transmission licensee.
7. If the outage of any element causes loss of generation at ISGS then the outage period for that element shall be deemed to be twice the actual outage period for the day(s) on which such loss of generation has taken place.

ANNEXURE-I

SURGE IMPEDANCE LOADING (SIL) OF AC LINES

S.No	Line voltage (kv)	Conductor Configuration	SIL (MW)
1	765	Quad Bersimis	2250
2	400	Quad Bersimis	691
3	400	Twin Moose	515
4	400	Twin AAAC	425
5	400	Quad Zebra	647
6	400	Quad AAAC	646
7	400	Tripple Snowbird	605
8	400	ACKC(500/26)	556
9	400	Twin ACAR	557
10	220	Twin Zebra	175
11	220	Single Zebra	132
12	132	Single Panther	50
13	66	Single Dog	10

ANNEXURE-II

Formulae for calculation of Availability of each category of transmission elements

$$AV_o(\text{Availability of } o \text{ no. of AC lines}) = \frac{\sum_{i=1}^o \frac{W_i(T_i - T_{NAI})}{T_i}}{\sum_{i=1}^o W_i}$$

$$AV_p(\text{Availability of } p \text{ no. of HVDC pole}) = \frac{\sum_{j=1}^p \frac{W_j(T_j - T_{NAj})}{T_j}}{\sum_{j=1}^p W_j}$$

$$AV_q(\text{Availability of } q \text{ no. of ICTs}) = \frac{\sum_{k=1}^q \frac{W_k(T_k - T_{NAk})}{T_k}}{\sum_{k=1}^q W_k}$$

$$AV_r(\text{Availability of } r \text{ no. of SVCs}) = \frac{\left[\sum_{l=1}^r \frac{0.5 W_{lI} (T_{lI} - T_{NAI})}{T_{lI}} + \sum_{l=1}^r \frac{0.5 W_{lC} (T_{lC} - T_{NAC})}{T_{lC}} \right]}{\left[\sum_{l=1}^r 0.5 W_{lI} + \sum_{l=1}^r 0.5 W_{lC} \right]}$$

$$AV_s(\text{Availability of } s \text{ no. of Switched Bus reactors}) = \frac{\sum_{m=1}^s \frac{W_m(T_m - T_{NA m})}{T_m}}{\sum_{m=1}^s W_m}$$

$$AV_t(\text{Availability of } t \text{ no. of HVDC Back-to-back Blocks}) = \frac{\sum_{n=1}^t \frac{W_n(T_n - T_{NAn})}{T_n}}{\sum_{n=1}^t W_n}$$

Where W_i = Weightage factor for i^{th} transmission line
 W_j = Weightage factor for j^{th} HVDC pole
 W_k = Weightage factor for k^{th} ICT
 W_{lI} & W_{lC} = Weightage factors for inductive & capacitive operation of l^{th} SVC
 W_m = Weightage factor for m^{th} bus reactor
 W_n = Weightage factor for n^{th} HVDC back to back block.

$T_i, T_j, T_k, T_{lI}, T_{lC}, T_m$ & T_n - The total hours of i^{th} AC line, j^{th} HVDC pole, k^{th} ICT, l^{th} SVC (Inductive Operation), l^{th} SVC (Capacitive Operation), m^{th} Switched Bus Reactor & n^{th} HVDC back-to-back block during

the period under consideration (excluding time period for outages not attributable to transmission licensee for reasons given in Para 6 of the procedure)

T_{NAi} , T_{NAj} , T_{NAk} - The non-availability hours (excluding the time period for outages not attributable to transmission licensee taken as deemed availability as per Para 5 of the procedure) for i^{th} AC line, j^{th} HVDC pole, k^{th} ICT, l^{th} SVC (Inductive Operation), l^{th} SVC (Capacitive Operation), m^{th} Switched Bus Reactor & n^{th} HVDC back-to-back block.